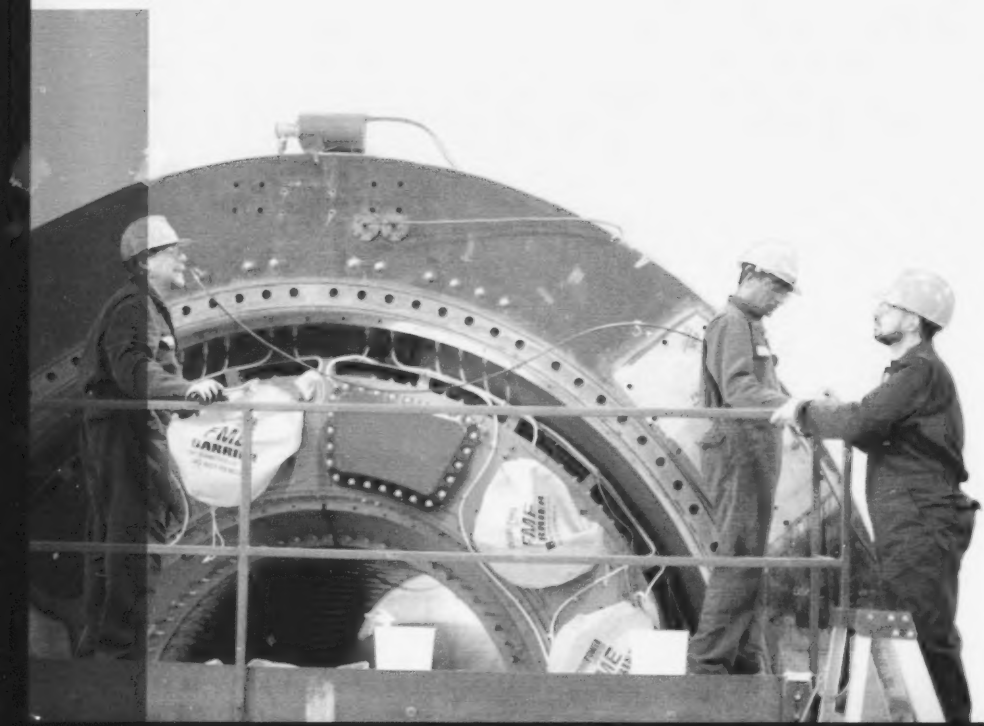
RAPPORT ANNUEL 2011



ONTARIO POWER GENERATION

L'EXERCICE **2011**

Faits saillants financiers

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2011	2010
REVENUS		
Revenus	**5 061**	5 367
Charges liées au combustible	**754**	900
Marge brute	**4 307**	4 467
CHARGES		
Exploitation, maintenance et administration	**2 756**	2 913
Amortissement	**723**	688
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**702**	660
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(509)**	(668)
Restructuration à la suite de la fermeture de centrales au charbon	**21**	27
Impôt foncier et impôt sur le capital	**51**	77
Autres (gains) pertes	**(29)**	5
	3 715	3 702
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**592**	765
Intérêts débiteurs, montant net	**165**	176
Charge (recouvrement) d'impôts	**11**	(60)
Bénéfice net	**416**	649
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (TWh)	**84,7**	88,6
FLUX DE TRÉSORERIE		
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	**990**	817

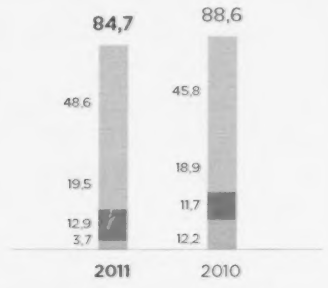
Termes spécifiques au secteur de l'électricité

- **Un mégawatt** (« MW ») correspond à un million de watts. Les mégawatts servent à mesurer la capacité d'approvisionnement en électricité à un moment précis.
- **Un kilowatt** (« kW ») équivaut à 1 000 watts, un gigawatt (« GW »), à un milliard de watts, et un térawatt (« TW »), à un billion de watts.
- **Un kilowattheure** (« kWh ») sert à mesurer la demande ou l'offre d'électricité par heure. Un kilowattheure représente l'énergie électrique consommée par 50 ampoules fluorescentes compactes de 20 watts durant une heure. Un ménage moyen consomme environ 800 kWh par mois.
- **Un mégawattheure** (« MWh ») équivaut à 1 000 kWh, un gigawattheure (« GWh »), à un million de kWh, et un térawattheure (« TWh »), à un milliard de kWh.

Revenus et faits saillants d'exploitation

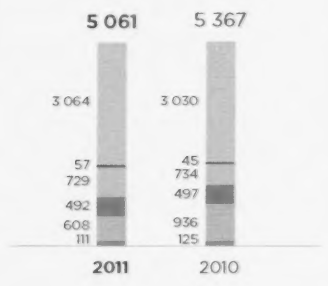
Production d'électricité par secteur

(en TWh)



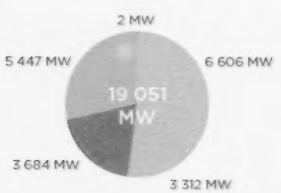
Revenus par secteur

(en millions de dollars)



Capacité de production en service (en MW) par secteur

31 décembre 2011



Légende des graphiques

- Production nucléaire réglementée
- Gestion des déchets nucléaires réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Production hydroélectrique non réglementée
- Production thermique non réglementée
- Divers

Table des matières

Points saillants	1
Message du président du conseil d'administration	2
Message du président	4
Rapport de gestion	7
États financiers consolidés	62
Notes afférentes aux états financiers consolidés	67
Membres de la haute direction	114
Installations d'Ontario Power Generation	115

NOUS SOMMES OPG

OPG est une entreprise ontarienne dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario. OPG met l'accent sur la production efficiente et la vente de l'électricité provenant de ses actifs de production, tout en assurant une exploitation sécuritaire, ouverte et responsable sur le plan de l'environnement. Constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), OPG est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario.

Au 31 décembre 2011, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 19 051 mégawatts (« MW »). OPG exploite :

3*	5	65	2
centrales **nucléaires**	centrales **thermiques**	centrales **hydroélectriques**	turbines **éoliennes**

En outre, OPG et TransCanada Energy Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Portlands Energy Centre. OPG et ATCO Power Canada Ltd. détiennent en copropriété la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Brighton Beach. OPG possède également deux autres centrales nucléaires, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. Ces installations détenues en copropriété et louées sont intégrées dans les résultats financiers d'OPG, mais elles ne sont pas comprises dans les statistiques sur le portefeuille de production figurant dans le présent rapport.

* En 2011, une décision a été prise pour regrouper la gestion des centrales Pickering A et B d'OPG et les exploiter comme une seule centrale. Aux fins de l'information financière, OPG indique avoir trois centrales nucléaires.

LE conseil d'administration est fier du rendement d'OPG pour 2011. La Société a enregistré des résultats solides pour tous ses secteurs d'activité de base, ainsi que pour ses mesures de performance clés comme la sécurité et le développement des projets. Le conseil d'administration félicite les employés d'OPG pour ces réalisations.

À titre de plus important producteur d'électricité de l'Ontario, OPG a pour objectif d'exercer ses activités de façon sécuritaire et fiable et d'être financièrement viable. OPG, en répondant aux besoins en électricité actuels et futurs de la province, contribue considérablement à l'économie ontarienne. La direction d'OPG est responsable des activités quotidiennes de la Société, tandis que le conseil d'administration assure la surveillance stratégique et la gérance et soutient la direction dans l'accomplissement de ses tâches.

Investissements stratégiques pour l'Ontario

Il est prioritaire, pour le conseil d'administration, qu'OPG poursuive ses investissements dans le renouvellement de ses infrastructures énergétiques, comme mentionné dans *le Plan énergétique à long terme* du gouvernement. Ces investissements comprennent la modernisation de la centrale nucléaire Darlington et les préparatifs en vue de la construction proposée de deux unités nucléaires à la centrale Darlington.

En 2011, OPG a franchi des jalons importants pour ces projets et les projets de développement de la capacité hydroélectrique – le projet du tunnel de Niagara et le projet Lower Mattagami. Ces projets procurent une électricité propre et à faible taux d'émissions et contribuent grandement à l'économie de l'Ontario en créant des emplois directs et indirects et en générant des retombées économiques.

Viabilité financière à long terme

Le maintien de la viabilité financière d'OPG est l'une des priorités du conseil d'administration. Les initiatives de réduction des coûts et d'amélioration de l'efficience de la Société ont été mises en place en 2008 pour faire face à l'évolution de la conjoncture économique et au recul de la demande d'électricité. L'efficience et les économies sont au cœur des préoccupations du conseil d'administration.

Malgré ce contexte difficile, OPG ne cesse de générer de la valeur. Nous continuons de réduire les prix de l'électricité pour les Ontariens. Nos profits sont réinvestis en Ontario. Notre bénéfice net, les frais sur les revenus bruts de ses centrales hydroélectriques, l'intérêt, les impôts et les autres montants versés en 2011 totalisant environ 900 millions de dollars ont tous bénéficié à l'Ontario.

Pour continuer de bien servir l'Ontario, OPG transforme aussi ses activités. Le conseil croit qu'il est essentiel qu'OPG préserve sa viabilité financière à long terme pour continuer de contribuer économiquement à la vie des Ontariens et d'être le producteur d'électricité le plus avantageux pour les consommateurs ontariens.

Fukushima et le rôle de leadership d'OPG

Le tremblement de terre et les tsunamis survenus au Japon ont eu des effets dévastateurs pour ses habitants, en plus de causer l'incident nucléaire de Fukushima. Cet incident, même s'il ne constitue que l'un des aspects d'un désastre national de plus grande envergure, a eu une incidence énorme sur le secteur nucléaire international en ce qu'il a forcé les exploitants de centrales nucléaires et les organismes

Le président du conseil d'administration, Jake Epp, célèbre avec les bénévoles le succès de la campagne de charité d'OPG de 2011.

« Le conseil croit qu'il est essentiel qu'OPG préserve sa viabilité financière à long terme pour continuer de contribuer économiquement à la vie des Ontariens et d'être le producteur d'électricité le plus avantageux pour les consommateurs ontariens. »

Jake Epp, président du conseil d'administration

de réglementation à passer en revue leurs activités, la planification requise et les mesures à prendre pour empêcher qu'un autre incident « dépassant le cadre des événements de référence » se produise à leurs installations.

OPG a joué un rôle central dans ce processus, travaillant étroitement avec l'organisme de réglementation des centrales nucléaires du Canada, la Commission canadienne de sûreté nucléaire et les exploitants de centrales nucléaires de partout dans le monde.

Le conseil d'administration est particulièrement fier du rôle joué par le président et chef de la direction, Tom Mitchell, à titre de président de la Commission Post-Fukushima de l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires. La nomination de M. Mitchell est le signe de son importance et de son leadership dans le milieu nucléaire mondial et le reflet du respect qu'inspirent les activités et la performance d'OPG à l'échelle internationale. OPG ne doit cette réussite qu'à la sécurité et à la solidité de ses activités au Canada.

Renforcer nos relations

En 2011, le conseil d'administration a approuvé la nouvelle politique sur les relations avec les Premières nations et les Métis qui a été mise à jour pour deux raisons : 1) la reconnaissance des Métis de l'Ontario et 2) la reconnaissance que le partenariat entre OPG et les Premières nations et les Métis sur le plan des activités et des projets doit englober toutes les sources d'énergie et non seulement l'hydroélectricité.

La valeur accordée par le conseil d'administration à la solidité des relations avec les Premières nations se reflète dans la résolution des griefs historiques. En août, j'ai assisté à la cérémonie de signature du règlement des griefs historiques entre OPG, la Nation indépendante Wabaseemoong et la province d'Ontario. L'entente est le résultat de l'engagement des trois parties et des efforts qu'elles ont déployés pour trouver une solution équitable aux questions en suspens.

Le conseil d'administration a également participé davantage aux initiatives de renforcement des relations avec les Premières nations mises en œuvre par OPG. Dans le cadre de ses visites aux sites d'OPG pour y rencontrer les employés, le conseil d'administration s'est rendu à l'installation de St. Lawrence Power pour sa retraite annuelle et pour y tenir sa séance stratégique. Le conseil d'administration et la direction ont profité de leur visite pour assister à une soirée culturelle organisée par le Conseil des Mohawk d'Akwesasne. Nous remercions nos hôtes pour leur hospitalité et les marques d'amitié qu'ils nous ont témoignées.

Remerciements

En mars 2012, deux administrateurs, Corbin McNeill et David MacMillan, ont laissé leur siège au conseil. Tous deux administrateurs dévoués de longue date, ils ont servi OPG pendant plus de sept ans. Corbin McNeill nous a fait bénéficier de ses services exceptionnels et de son leadership, particulièrement en matière de gouvernance et d'activités nucléaires. David MacMillan a été un modèle de leadership pour des projets et des financements d'envergure, ce qui aidera OPG à exécuter des projets dans le cadre du *Plan énergétique à long terme de l'Ontario*. Ils nous manqueront et nous leur souhaitons la meilleure des chances dans leurs activités futures.

Je tiens également à remercier Tom Mitchell, l'équipe de direction et les employés d'OPG pour leur contribution précieuse en 2011. Vos réalisations ont permis à OPG de se rapprocher de son objectif d'être le producteur d'électricité sécuritaire, fiable et à faibles coûts le plus avantageux pour les Ontariens. Nous sommes persuadés que la Société poursuivra sur la voie du succès en 2012.

Jake Epp

JAKE EPP
Président du conseil d'administration

De haut en bas :

- La retraite annuelle du conseil d'administration d'OPG a eu lieu au centre d'accueil de l'installation St. Lawrence Power en octobre 2011.
- Jake Epp au siège social d'OPG en décembre 2011.

LES résultats d'OPG ont été solides pour 2011, malgré la conjoncture difficile. Le bénéfice a été de 416 millions de dollars, contre 649 millions de dollars en 2010. Nos actifs sont demeurés très fiables, le contrôle des dépenses a été rigoureux, et nos principaux chantiers d'installations de production ont marqué de nettes avancées.

Nos réalisations renforcent encore la position d'OPG comme producteur d'électricité à faibles coûts en Ontario. Mais notre excellence en sécurité au travail est la réalisation dont je suis le plus fier.

La sécurité, un objectif constant

En 2011, notre performance en sécurité au travail a marqué un record pour OPG. Le taux d'accidents avec blessures et le taux de gravité des accidents ont été les plus bas jamais enregistrés par OPG. Beaucoup de nos centrales et unités fonctionnelles ont atteint des jalons exceptionnels, notamment la centrale Darlington qui a atteint 12 millions d'heures-personnes sans enregistrer de blessures ayant entraîné un arrêt de travail. Mais nous ne baissons pas notre garde pour autant et visons constamment l'objectif de zéro blessure.

Par sa réaction à l'incident de Fukushima au Japon, OPG a renforcé son engagement envers la sécurité. Travaillant avec la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN »), nous avons reconfirmé que nos centrales nucléaires sont sécuritaires et avons pris des mesures pour améliorer encore nos marges de sécurité à ces installations.

Amélioration de la fiabilité

Si la production d'OPG n'a pas été aussi élevée que par le passé, avec 84,7 TWh d'électricité produite, beaucoup de nos actifs de production ont toutefois été très fiables et performants.

Sur nos dix réacteurs nucléaires fonctionnels, cinq ont atteint des facteurs de capacité excédant 90 % – contre seulement deux en 2010. Pour Darlington, le taux de perte fortuite a été de 0,59 %, un bond par rapport à 3,23 % en 2010. La disponibilité de nos centrales hydroélectriques est demeurée forte, à presque 91 %. Et en janvier, deux de nos centrales thermiques, Lennox et Nanticoke, ont célébré un anniversaire marquant, soit leur 35e et 40e année de service respectivement. Depuis leur entrée en service, elles ont produit en tout près de 600 TWh d'électricité fiable en Ontario.

Notre engagement de respect de l'environnement

Notre production nucléaire et hydroélectrique a augmenté de 6 % pour atteindre 81 TWh. Ainsi, 96 % de notre production provient de sources qui ne produisent presque pas d'émissions de gaz contribuant au smog ou au changement climatique.

La baisse des émissions produites par OPG tient en partie à une application efficace de la politique gouvernementale qui exige l'élimination progressive du charbon dans la production d'électricité en

Tom Mitchell, à la conférence tenue à Toronto sur la gestion des déchets nucléaires, le déclassement et la remise en état de l'environnement dans le cadre des activités nucléaires du Canada

« Nos réalisations renforcent encore la position d'OPG comme producteur d'électricité à faibles coûts en Ontario. Mais notre excellence en sécurité au travail est la réalisation dont je suis le plus fier. »

Tom Mitchell, président et chef de la direction

Ontario d'ici la fin de 2014. Ainsi, à la fin de l'année, OPG a mis hors service les unités 1 et 2 de la centrale Nanticoke. Depuis 2010, OPG a fermé six unités au charbon, et depuis 2005, a réduit de presque 90 % sa production d'électricité à partir du charbon.

Puisque le charbon doit bientôt être abandonné pour la production d'électricité en Ontario, nous continuons de réfléchir à la possibilité de convertir certaines unités soit au gaz naturel ou à la biomasse, des combustibles moins nocifs pour l'environnement.

De plus, nous formons des liens avec des groupes qui travaillent en biodiversité et avec des organisations du secteur des véhicules électriques. Et OPG s'est associée à des organisations du secteur du transport pour lancer son propre programme de véhicules électriques.

Générer de la valeur

OPG a reçu un prix moyen de 5,3 cents par kilowattheure en 2011, ce qui a eu un effet de retenue sur le prix de l'électricité pour les Ontariens.

OPG a aussi généré de la valeur par ses nombreuses initiatives d'aménagement comme le tunnel de Niagara et les installations sur la rivière Lower Mattagami. Ces initiatives représentent des centaines de MW additionnels d'énergie renouvelable et propre pour la province et des milliards de dollars investis dans l'économie de l'Ontario. Comme entreprise publique, OPG tient à réinvestir son bénéfice net en Ontario, soutenant ainsi la croissance et les possibilités économiques de la province.

Succès à long terme

Pour maintenir une forte performance tout en continuant de générer de la valeur pour l'Ontario, OPG déploie sa stratégie axée sur ses activités de base dans quatre secteurs fondamentaux :

Expansion du réseau hydroélectrique : OPG participe à certains des chantiers hydroélectriques les plus vastes jamais entrepris dans la province. En plus de créer des centaines d'emplois pour les ouvriers de la construction de l'Ontario, ces chantiers contribuent à renforcer les relations économiques avec les Premières nations associées à OPG dans plusieurs de ces chantiers.

En 2011, deux des principaux chantiers hydroélectriques d'OPG ont progressé de façon notable. L'excavation du tunnel de Niagara, projet de 1,6 milliard de dollars, a été achevée. Le tunnel devrait être terminé en 2013. Le projet hydroélectrique Lower Mattagami, estimé à 2,6 milliards de dollars, a aussi avancé, notamment par la construction des batardeaux et le coulage du béton. Il s'agit du plus vaste chantier hydroélectrique entrepris dans le nord de l'Ontario depuis 40 ans. Un millier de personnes y travaillent, y compris 250 travailleurs issus des communautés des Premières nations et des Métis. La mise en service est prévue pour 2015.

Réfection des infrastructures nucléaires : OPG joue un rôle actif pour le renouvellement des infrastructures nucléaires de l'Ontario. Entre autres, OPG va de l'avant avec la remise en état de la centrale à quatre unités Darlington. La portée technique du projet est établie, et l'évaluation

De haut en bas :

- Tom Mitchell à l'assemblée annuelle de l'Association canadienne nucléaire, à Ottawa.
- Tom Mitchell annonçant l'achèvement des travaux d'excavation du tunnel de Niagara, près de Niagara Falls, en Ontario.

environnementale et la version finale de l'examen intégré de la sûreté ont été présentées à l'autorité de réglementation. OPG a aussi commencé la construction du complexe énergétique Darlington qui servira à la formation des employés en vue de la réfection des installations. En même temps, OPG fait avancer le processus de demandes d'approbation au gouvernement fédéral pour la construction de deux nouvelles unités nucléaires pour Darlington. Ces deux initiatives signifient plusieurs millions de dollars d'investissements et la création de milliers d'emplois pour les Ontariens.

De haut en bas :

- Tom Mitchell au cours d'une rencontre avec les employés à la centrale Saunders d'OPG en octobre 2011.
- Tom Mitchell félicitant les femmes d'OPG diplômées du programme Empowered Women.

Conversion des centrales thermiques : OPG fait progresser ses préparatifs de l'étude technique et de l'analyse de rentabilité qui pourraient mener à la conversion à la biomasse et au gaz naturel de ses centrales au charbon. Les unités au charbon sont utiles parce qu'elles génèrent de l'électricité rapidement aux fins de livraison pendant les périodes de demande de pointe. Leur conversion est une option destinée à préserver cette flexibilité et leur valeur, tout en diminuant les effets nocifs sur l'environnement.

Transformation des activités : En 2011, OPG s'est engagée dans une grande initiative pour se transformer en une organisation plus rationalisée, plus flexible et plus efficace. Dans ce but, nous concentrons nos efforts sur le contrôle des coûts et l'efficience, entre autres en regroupant nos activités de production hydroélectrique et nos activités de production thermique. Nous poursuivrons cette initiative en 2012 et après, en l'améliorant sans cesse.

Par cette transformation et une structure de coûts viable, nous pourrons : attirer plus d'investissements pour nos projets de production et de conversion, continuer à contenir les prix de l'électricité, sécuriser notre position de producteur d'électricité à faibles coûts, et générer plus de valeur pour les Ontariens.

Chapeau à nos employés

Par leur contribution, nos employés ont permis les progrès accomplis et les jalons franchis en 2011. Je suis particulièrement fier de la marque qu'ils ont atteinte en matière de sécurité et de leur volonté de redonner aux communautés qui accueillent OPG. En 2011, les employés et les retraités d'OPG ont amassé plus de 2 millions de dollars pour la campagne de charité d'OPG, et ils ont généreusement fait des milliers d'heures de bénévolat pour leurs communautés.

Depuis que j'occupe le poste de chef de la direction, j'ai sillonné l'Ontario dans tous les sens pour visiter nos sites, de Kenora à Kapuskasing, de Cornwall à Sarnia, et un peu partout ailleurs. J'ai rencontré les opérateurs de nos centrales nucléaires dans leurs salles de commande; j'ai parlé avec nos employés des centrales thermiques de Nanticoke et de Lambton; j'ai admiré le majestueux fleuve Saint-Laurent en compagnie d'employés de la centrale hydroélectrique Saunders; et j'ai fait le tour des grands chantiers hydroélectriques sur les rivières Niagara et Mattagami.

Je peux donc affirmer que les employés d'OPG sont des employés hors pair. Pour moi, c'est un honneur d'être associé à des personnes aussi talentueuses, dont l'ingéniosité et le dévouement nous permettront de continuer à offrir aux Ontariens de l'électricité à faibles coûts de manière sécuritaire, fiable et respectueuse de l'environnement pour les années à venir.

TOM MITCHELL
Président et chef de la direction

2011

RAPPORT DE GESTION

Énoncés prospectifs	8
La Société	8
Mécanismes de revenus pour la production réglementée et non réglementée	9
Faits saillants	10
Vision, activités de base et stratégie	15
Capacité de produire des résultats	21
Tendances du marché de l'électricité de l'Ontario	22
Secteurs d'activité	23
Indicateurs clés de la production et du rendement financier	24
Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité	26
Production nucléaire réglementée	26
Gestion des déchets nucléaires réglementée	27
Production hydroélectrique réglementée	28
Production hydroélectrique non réglementée	28
Production thermique non réglementée	29
Divers	30
Intérêts débiteurs, montant net	31
Impôts sur les bénéfices	31
Rendement des capitaux propres	31
Situation de trésorerie et sources de financement	31
Notation de crédit	33
Faits saillants du bilan	34
Conventions et estimations comptables critiques	35
Conversion aux PCGR des États-Unis	42
Gestion des risques	43
Opérations entre parties liées	53
Information sur la gouvernance et sur le comité d'audit et des finances	53
Contrôles internes à l'égard de l'information financière et contrôles de communication de l'information	54
Quatrième trimestre	54
Faits saillants financiers trimestriels	56
Autres mesures financières non conformes aux PCGR	58

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière	59
Rapport des auditeurs indépendants	61
États financiers consolidés	62
Notes afférentes aux états financiers consolidés	67

RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés audités d'Ontario Power Generation Inc. (« OPG » ou la « Société ») au 31 décembre 2011 et pour l'exercice clos à cette date et les notes y afférentes. Les états financiers consolidés d'OPG sont préparés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR du Canada »), tels qu'ils sont établis dans la partie V du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés – Comptabilité* (« *Manuel de l'ICCA* »), et sont présentés en dollars canadiens. Certains montants comparatifs de 2010 ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation de 2011. Le présent rapport de gestion est daté du 2 mars 2012.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le rapport de gestion comprend des énoncés prospectifs qui reflètent les points de vue actuels d'OPG à l'égard de certains événements et circonstances futurs. Tout énoncé contenu dans le présent document qui n'est pas actuel ou historique est un énoncé prospectif. Des mots tels que « anticiper », « croire », « envisager », « prévoir », « estimer », « s'attendre à », « projeter », « avoir l'intention de », « planifier », « rechercher », « viser », « objectif », « stratégie », « peut », « pourrait », « prévoit », et des verbes conjugués au futur et au conditionnel et des expressions similaires sont habituellement utilisés par OPG afin d'indiquer des énoncés prospectifs. L'absence de telles expressions ne signifie pas qu'un énoncé n'est pas prospectif.

Tous ces énoncés reposent sur des hypothèses et comportent des risques et des incertitudes, y compris ceux figurant à la section *Gestion des risques* et, par conséquent, pourraient être inexacts de façon importante. Plus particulièrement, les énoncés prospectifs peuvent comprendre des hypothèses comme celles qui sont liées aux coûts et à la disponibilité du combustible, au rendement de l'actif, à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires, à la fermeture ou à la conversion de centrales alimentées au charbon, à la remise à neuf d'installations existantes, à l'aménagement et à la construction de nouvelles installations, aux obligations liées aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite, aux impôts sur les bénéfices, aux tarifs du marché au comptant de l'électricité, à l'évolution continue de l'industrie de l'électricité en Ontario, aux nouvelles lois proposées, à la conversion aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis »), aux exigences environnementales et autres exigences réglementaires, aux faits nouveaux en matière de santé, de sécurité et d'environnement, aux événements liés à la poursuite des activités, aux conditions climatiques et à l'incidence des décisions prises par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »). Par conséquent, il est conseillé de ne pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport de gestion ne sont valables qu'à la date du présent rapport de gestion. Sauf si les lois sur les valeurs mobilières l'exigent, OPG ne s'engage pas publiquement à mettre à jour ces énoncés prospectifs pour refléter de nouvelles informations ou des événements futurs, ou autrement.

LA SOCIÉTÉ

OPG est une entreprise ontarienne dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario. OPG met l'accent sur la production efficiente et la vente de l'électricité provenant de ses actifs de production, tout en assurant une exploitation sécuritaire, ouverte et responsable sur le plan de l'environnement. Constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), OPG est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario (la « Province »).

Au 31 décembre 2011, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 19 051 mégawatts (« MW »). OPG exploite trois centrales nucléaires, cinq centrales thermiques, 65 centrales hydroélectriques et deux turbines éoliennes. En outre, OPG et TransCanada Energy Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Portlands Energy Centre (« PEC »). OPG et ATCO Power Canada Ltd. détiennent en copropriété la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Brighton Beach. OPG possède également deux autres centrales nucléaires, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. (« Bruce Power »). Ces installations détenues en copropriété et louées sont comprises dans les résultats financiers d'OPG, mais pas dans les statistiques sur le portefeuille de production figurant dans le présent rapport.

La capacité en service de production par secteur d'activité aux 31 décembre se présente comme suit :

(MW)	**2011**	2010
Production nucléaire réglementée	**6 606**	6 606
Production hydroélectrique réglementée	**3 312**	3 312
Production hydroélectrique non réglementée	**3 684**	3 684
Production thermique non réglementée	**5 447**	6 327
Divers	**2**	2
Total	**19 051**	19 931

Le 31 décembre 2011, les unités 1 et 2 de la centrale Nanticoke ont été mises hors service, ce qui a réduit la capacité de production thermique non réglementée de 880 MW. Des renseignements détaillés sur les unités et les frais de restructuration connexes sont présentés à la section intitulée *Vision, activités de base et stratégie*.

Structure de présentation de l'information d'OPG

OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par la plupart de ses centrales hydroélectriques de base et par la totalité des installations nucléaires qu'elle exploite. Cela comprend l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, les installations hydroélectriques R.H. Saunders et les installations nucléaires Pickering A et B et Darlington (collectivement, les « installations visées par règlement »). Les résultats d'exploitation de ces installations réglementées sont présentés dans les secteurs Production nucléaire réglementée, Gestion des déchets nucléaires réglementée et Production hydroélectrique réglementée. En ce qui concerne les autres installations hydroélectriques d'OPG, les résultats d'exploitation sont décrits dans le secteur Production hydroélectrique non réglementée. Les résultats d'exploitation des installations thermiques sont présentés dans le secteur Production thermique non réglementée.

Une description de tous les secteurs d'OPG se trouve à la section *Secteurs d'activité*.

MÉCANISMES DE REVENUS POUR LA PRODUCTION RÉGLEMENTÉE ET NON RÉGLEMENTÉE

Production réglementée

Les tarifs réglementés pour l'électricité produite par les installations visées par règlement d'OPG sont établis par la CEO. En mars 2011, la CEO a rendu sa décision sur la demande d'OPG à l'égard de nouveaux tarifs réglementés. Dans son ordonnance d'avril 2011 qui a suivi sa décision, la CEO a fixé le nouveau tarif réglementé pour la production des installations hydroélectriques réglementées d'OPG à 34,13 $/MWh, et le nouveau tarif pour la production des installations nucléaires réglementées d'OPG à 55,85 $/MWh, avec prise d'effet le 1er mars 2011. Dans sa décision, la CEO a également approuvé le maintien du mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité existant, mais a indiqué qu'une partie des revenus nets qui en résultent doivent être partagés avec les consommateurs.

La rubrique *Faits nouveaux* renferme de plus amples renseignements sur la décision de mars 2011 et l'ordonnance d'avril 2011 de la CEO à l'égard de la demande d'OPG ainsi que sur les tarifs réglementés en vigueur avant le 1er mars 2011.

Production non réglementée

L'électricité provenant des autres actifs de production d'OPG qui sont non réglementés reçoit le prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario, à l'exception des endroits où une convention de recouvrement des coûts ou d'approvisionnement en énergie est en vigueur.

Les centrales Lambton et Nanticoke font l'objet d'une entente de soutien d'urgence avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO »). L'entente a été mise en place pour permettre à OPG de recouvrer les coûts de ces centrales alimentées au charbon après l'instauration de la stratégie d'OPG relative à la réduction des émissions de dioxyde de carbone (« CO_2 »). La production de la centrale Lennox a été assujettie à une convention visant la centrale Lennox conclue avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») pour la période du 1er janvier 2011 au 31 décembre 2011, laquelle a été prolongée jusqu'au 30 juin 2012.

La production provenant des centrales Lac Seul et Ear Falls, celle de la centrale Healey Falls et celle des centrales Sandy Falls, Wawaitin, Lower Sturgeon et Hound Chute sont toutes assujetties à une convention d'approvisionnement en énergie hydroélectrique (« CAEH ») conclue avec l'OEO.

FAITS SAILLANTS

Aperçu des résultats d'exploitation

Cette section donne un aperçu des résultats d'exploitation consolidés audités d'OPG. Une analyse détaillée du rendement d'OPG par secteur d'activité isolable figure à la section *Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité*.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**2011**	2010
Revenus	**5 061**	5 367
Charges liées au combustible	**754**	900
Marge brute	**4 307**	4 467
Charges		
Exploitation, maintenance et administration	**2 756**	2 913
Amortissement	**723**	688
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**702**	660
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(509)**	(668)
Restructuration à la suite de la fermeture de centrales au charbon	**21**	27
Impôt foncier et impôt sur le capital	**51**	77
Autres (gains) pertes	**(29)**	5
	3 715	3 702
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**592**	765
Intérêts débiteurs, montant net	**165**	176
Charge (recouvrement) d'impôts	**11**	(60)
Bénéfice net	**416**	649
Production d'électricité (TWh)	**84,7**	88,6
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	**990**	817

Le bénéfice net pour 2011 s'est établi à 416 millions de dollars comparativement à 649 millions de dollars pour 2010, en baisse de 233 millions de dollars. Le bénéfice avant impôts sur les bénéfices pour 2011 a été de 427 millions de dollars contre 589 millions de dollars pour 2010, en baisse de 162 millions de dollars.

Le bénéfice avant impôts sur les bénéfices des secteurs de production d'électricité d'OPG s'est établi à 680 millions de dollars en 2011, contre 679 millions de dollars en 2010. La légère augmentation du bénéfice des secteurs de production d'électricité d'OPG est surtout attribuable à une hausse de la production nucléaire et hydroélectrique et à une baisse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, contrebalancées en majeure partie par une diminution des revenus liés au compte d'écarts réglementaires relativement à des pertes fiscales et l'incidence des faibles prix de l'électricité en Ontario. Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration ont diminué d'environ 160 millions de dollars comparativement à 2010. Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée a subi une perte avant impôts sur les bénéfices de 194 millions de dollars pour 2011, contre un bénéfice avant impôts sur les bénéfices de 8 millions de dollars en 2010. Cette baisse est attribuable surtout à une diminution du rendement du Fonds distinct pour combustible irradié et du Fonds distinct de déclassement (collectivement, les « Fonds nucléaires ») par suite d'une baisse des évaluations sur les marchés des capitaux mondiaux en 2011.

Un sommaire des facteurs qui ont eu une incidence sur les résultats d'OPG pour 2011 par rapport aux résultats de 2010, avant impôts, est présenté ci-dessous :

(en millions de dollars)	Secteurs de production d'électricité[1]	Secteur de la gestion des déchets nucléaires réglementée	Divers[2]	Total
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices pour l'exercice clos le 31 décembre 2010	**679**	**8**	**(98)**	**589**
Variation de la marge brute :				
Variation des prix de vente de l'électricité :				
Production réglementée	3	–	–	3
Production hydroélectrique non réglementée	(90)	–	–	(90)
Variation de la production d'électricité par secteur :				
Production nucléaire réglementée	143	–	–	143
Production hydroélectrique réglementée	13	–	–	13
Production hydroélectrique non réglementée	47	–	–	47
Diminution de la marge brute liée à la production thermique découlant de la baisse de la production, des ajustements favorables de stock pour la production thermique en 2010 et des dépenses relatives aux ajustements aux contrats d'achat de charbon en 2011, en partie contrebalancée par la hausse des revenus liés à l'entente de soutien d'urgence pour les centrales Nanticoke et Lambton	(76)	–	–	(76)
Augmentation des charges liées au combustible nucléaire principalement attribuable à l'incidence du compte d'écarts réglementaires lié aux coûts du combustible nucléaire et à la hausse des prix du combustible nucléaire	(47)	–	–	(47)
Hausse des revenus comptabilisés en 2010 relativement à un contrat d'approvisionnement en énergie pour la centrale Lennox	(21)	–	–	(21)
Hausse des revenus comptabilisés relativement à des contrats d'approvisionnement en énergie pour le secteur Production hydroélectrique non réglementée, principalement attribuable aux centrales Upper Mattagami mises en service au quatrième trimestre de 2010	31	–	–	31
Baisse de la marge brute attribuable à la cessation d'ajouts au compte d'écarts de pertes fiscales selon la décision prise par la CEO en mars 2011 à l'égard de nouveaux tarifs réglementés	(161)	–	–	(161)
Autres variations de la marge brute	–	12	(14)	(2)
	(158)	12	(14)	(160)
Variations des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration :				
Baisse des dépenses aux centrales nucléaires d'OPG en raison des coûts des interruptions et des coûts de projet, en partie contrebalancée par l'augmentation des activités de maintenance	127	–	–	127
Baisse des dépenses attribuable au maintien des programmes de gestion des vacances et des heures supplémentaires et à la diminution de l'étendue de travail liée au changement des profils d'exploitation aux centrales thermiques d'OPG	48	–	–	48
Baisse des dépenses liées au développement de nouvelles installations nucléaires et à la remise en état de la capacité, déduction faite de l'incidence des comptes d'écarts réglementaires connexes	39	–	–	39
Augmentation des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, attribuable en grande partie à une baisse des taux d'actualisation en 2011, déduction faite de l'incidence des comptes d'écarts réglementaires	(118)	–	–	(118)
Autres variations des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	68	(13)	6	61
	164	(13)	6	157
Diminution du rendement des Fonds nucléaires	–	(375)	–	(375)
Incidence du compte d'écarts réglementaires lié aux centrales louées à Bruce Power sur le rendement des Fonds nucléaires	–	216	–	216
(Augmentation) diminution de la dotation aux amortissements, surtout attribuable à l'amortissement des soldes réglementaires découlant de la décision de la CEO prenant effet le 1er mars 2011, contrebalancée en partie par la réduction de la dotation aux amortissements pour les centrales thermiques d'OPG	(45)	–	10	(35)
Augmentation de la charge de désactualisation par suite principalement de l'augmentation de la valeur actualisée des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires attribuable au passage du temps	–	(42)	–	(42)
Baisse de l'impôt sur le capital principalement attribuable à la réduction de l'impôt sur le capital lié à des années antérieures et à l'élimination de l'impôt sur le capital à compter de juillet 2010	32	–	–	32
Autres variations	8	–	37	45
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices pour l'exercice clos le 31 décembre 2011	**680**	**(194)**	**(59)**	**427**

1 Les secteurs de production d'électricité comprennent les secteurs Production nucléaire réglementée, Production hydroélectrique réglementée, Production hydroélectrique non réglementée et Production thermique non réglementée.

2 Le secteur Divers englobe les résultats présentés dans la colonne Divers des états des résultats sectoriels d'OPG, les éliminations intersectorielles et les intérêts débiteurs, montant net.

Production d'électricité

La production d'électricité d'OPG pour 2011 et 2010 s'est établie comme suit :

(TWh)	**2011**	2010
Production nucléaire réglementée	**48,6**	45,8
Production hydroélectrique réglementée	**19,5**	18,9
Production hydroélectrique non réglementée	**12,9**	11,7
Production thermique non réglementée	**3,7**	12,2
Total de la production d'électricité	**84,7**	88,6

Les centrales d'OPG ont produit au total 84,7 térawattheures (« TWh ») d'électricité en 2011 comparativement à 88,6 TWh en 2010. La diminution de la production d'électricité est surtout imputable à une baisse de la production thermique, en partie contrebalancée par une production nucléaire et hydroélectrique plus élevée.

La production d'électricité du secteur Production thermique non réglementée a diminué de 8,5 TWh en 2011 par rapport à 2010. La baisse résulte surtout d'une hausse de la production d'électricité des autres producteurs en Ontario et d'une augmentation de la production aux centrales nucléaires et hydroélectriques d'OPG. La hausse de la production d'électricité des autres producteurs en Ontario résulte surtout du fait que les prix du gaz naturel ont été moins élevés que les prix du charbon.

La production d'électricité du secteur Production nucléaire réglementée a augmenté de 2,8 TWh en 2011 par rapport à 2010. La hausse de production nucléaire est surtout attribuable à l'excellent rendement de la centrale Darlington ainsi qu'à une diminution du nombre de jours d'interruption planifiée et non planifiée en 2011 comparativement à 2010. La production d'électricité du secteur Production hydroélectrique non réglementée a augmenté de 1,2 TWh en 2011 par rapport à 2010, en raison surtout des débits d'eau plus élevés.

Les résultats d'exploitation d'OPG sont touchés par les fluctuations de la demande résultant des fluctuations saisonnières des conditions climatiques. Le tableau qui suit présente une comparaison des degrés-jours de chauffage et de réfrigération pour 2011 et 2010 :

	2011	2010
Degrés-jours de chauffage[1]		
Total pour l'exercice	**3 617**	3 469
Moyenne sur dix exercices	**3 682**	3 660
Degrés-jours de réfrigération[2]		
Total pour l'exercice	**435**	445
Moyenne sur dix exercices	**382**	378

1 Les degrés-jours de chauffage sont relevés les jours où la température moyenne est inférieure à 18 °C et représentent la somme des écarts entre la température moyenne et 18 °C pour chaque jour au cours de la période, mesurés à l'Aéroport international Pearson à Toronto, en Ontario.

2 Les degrés-jours de réfrigération sont relevés les jours où la température moyenne est supérieure à 18 °C et représentent la somme des écarts entre la température moyenne et 18 °C pour chaque jour au cours de la période, mesurés à l'Aéroport international Pearson à Toronto, en Ontario.

Les températures plus basses enregistrées au cours de l'hiver 2011 ont entraîné plus de degrés-jours de chauffage par rapport à 2010. Les températures plus basses enregistrées au cours de l'été 2011 ont occasionné une légère baisse des degrés-jours de réfrigération par rapport à 2010.

La demande primaire d'électricité en Ontario a été respectivement de 141,5 TWh et 142,2 TWh en 2011 et 2010. La diminution de la demande en 2011 par rapport à 2010 est surtout imputable à l'affaiblissement de l'économie et aux améliorations continues des mesures d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie.

Revenus moyens

Le prix moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario, les revenus moyens par kWh pour tous les producteurs d'électricité en Ontario et les revenus moyens d'OPG par kWh pour la production à tarifs réglementés, en vertu des ententes de recouvrement des coûts ou en vertu des contrats d'approvisionnement en énergie et ceux réalisés sur le marché de l'électricité en Ontario, par secteur de production d'électricité isolable pour 2011 et 2010, se sont établis comme suit :

(¢/kWh)	**2011**	2010
PHEO moyen pondéré	**3,1**	3,8
Revenus moyens pour tous les producteurs d'électricité en Ontario[1]	**7,2**	6,5
Production nucléaire réglementée	**5,5**	5,5
Production hydroélectrique réglementée	**3,5**	3,7
Production hydroélectrique non réglementée	**3,2**	3,7
Production thermique non réglementée	**3,3**	4,3
Revenus moyens pour OPG[2]	**5,3**	5,2

1 Correspondent au total du PHEO moyen et des paiements d'ajustement globaux moyens.

2 Comprennent d'autres revenus tirés de l'énergie provenant surtout des ententes de recouvrement des coûts aux centrales Nanticoke, Lambton et Lennox, ainsi que les revenus tirés des CAEH aux centrales hydroélectriques. Si ces autres revenus tirés de l'énergie avaient été exclus, les revenus moyens d'OPG auraient été de respectivement 4,6 ¢/kWh et de 4,7 ¢/kWh en 2011 et en 2010.

La variation des revenus moyens du secteur Production hydroélectrique réglementée pour 2011 reflète la décision de mars 2011 de la CEO établissant les nouveaux tarifs réglementés prenant effet le 1er mars 2011, comme il en est question à la rubrique *Faits nouveaux*.

En 2011, le prix horaire moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario (« PHEO ») a été de 3,1 ¢/kWh comparativement à 3,8 ¢/kWh en 2010. La diminution du prix moyen du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario en 2011 par rapport à 2010 est principalement attribuable à l'augmentation de la production nucléaire et de la production hydroélectrique de base en Ontario ainsi qu'à la baisse des prix du gaz naturel en Ontario.

La baisse des revenus moyens d'OPG dans les secteurs non réglementés pour 2011 par rapport à 2010 est surtout imputable à l'incidence de la diminution des prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario.

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation en 2011 se sont établis à 990 millions de dollars, contre 817 millions de dollars en 2010. L'augmentation des flux de trésorerie est principalement attribuable à la baisse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et à la diminution des achats de combustibles et des versements d'impôts. Cette augmentation a été en partie contrebalancée par la baisse des rentrées résultant d'une diminution des revenus de production en 2011 comparativement à 2010.

Faits nouveaux

Nouveaux tarifs réglementés d'OPG

En mai 2010, OPG a déposé une demande auprès de la CEO afin d'obtenir de nouveaux tarifs réglementés devant prendre effet le 1er mars 2011. Les tarifs réglementés sont applicables à l'électricité produite aux centrales hydroélectriques et nucléaires réglementées d'OPG. Dans sa demande, OPG sollicitait l'approbation du recouvrement ou du remboursement des soldes des comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2010. La CEO a rendu sa décision sur la demande d'OPG le 10 mars 2011. Peu après, le 11 avril 2011, la CEO a publié une ordonnance qui établit le nouveau tarif réglementé pour la production aux installations hydroélectriques réglementées d'OPG à 34,13 $/MWh, et le nouveau tarif pour la production aux installations nucléaires réglementées d'OPG à 55,85 $/MWh, avec prise d'effet le 1er mars 2011. Les nouveaux tarifs réglementés comprennent des avenants tarifaires qui reflètent l'approbation par la CEO du recouvrement ou du remboursement des soldes des comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2010. Le tarif réglementé de 34,13 $/MWh pour la production hydroélectrique est diminué d'un avenant tarifaire négatif de -1,65 $/MWh. Le tarif réglementé de 55,85 $/MWh pour la production nucléaire comprend un avenant tarifaire de 4,33 $/MWh. Ces avenants tarifaires demeureront en vigueur jusqu'au 31 décembre 2012.

Le tableau suivant reflète les nouveaux tarifs réglementés entrés en vigueur le 1er mars 2011 par rapport à ceux qui étaient en vigueur avant le 1er mars 2011 :

($/MWh)	En vigueur le 1er mars 2011	Antérieurs au 1er mars 2011[1]
Production nucléaire réglementée, avenant tarifaire exclu	51,52	52,98
Production nucléaire réglementée, avenant tarifaire inclus	4,33	2,00
Production nucléaire réglementée	55,85	54,98
Production hydroélectrique réglementée, avenant tarifaire exclu	35,78	36,66
Production hydroélectrique réglementée, avenant tarifaire inclus	(1,65)	–
Production hydroélectrique réglementée	34,13	36,66

1 Tarifs réglementés qui étaient en vigueur pour la période du 1er avril 2008 au 28 février 2011.

La CEO a établi les nouveaux tarifs réglementés au moyen d'une méthode fondée sur une prévision du coût du service en fonction de besoins de revenus mensuels approuvés pour une période de 24 mois de 6,7 milliards de dollars. Cette méthode établit les montants des paiements réglementés en fonction des besoins de revenus en tenant compte des prévisions des charges de production et d'exploitation des activités réglementées, et d'un rendement de la base tarifaire. La base tarifaire est un concept réglementaire qui représente le niveau net moyen des investissements dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels réglementés et une provision pour le fonds de roulement.

Dans sa décision, la CEO n'a pas accepté la proposition d'OPG d'établir un compte d'écarts relativement aux écarts entre les coûts réels et les coûts prévus des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, et n'a pas inclus une prévision mise à jour pour refléter la hausse de ces coûts soumise par OPG en septembre 2010. À la fin de mars 2011, OPG a déposé une requête auprès de la CEO pour qu'elle revoie et modifie une partie de sa décision pour ce qui est des coûts mis à jour des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, et du compte d'écarts proposé. En juin 2011, la CEO a rendu sa décision et une ordonnance modifiant sa décision de mars 2011 de la manière demandée par OPG. La CEO a accepté la prévision mise à jour par OPG pour septembre 2010 et a établi le compte d'écarts pour les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite en vigueur le 1er mars 2011. Le compte d'écarts comprend les écarts entre les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite réels pour les activités à tarifs réglementés et les incidences fiscales connexes et les coûts correspondants inclus dans les tarifs réglementés actuels. Le compte est en vigueur jusqu'au 31 décembre 2012, et son solde sera soumis à l'examen de la CEO dans la prochaine demande d'OPG pour de nouveaux tarifs réglementés. Au cours de 2011, OPG a comptabilisé un actif réglementaire de 96 millions de dollars, y compris 1 million de dollars d'intérêts se rapportant à ce compte d'écarts, ce qui a entraîné des réductions des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et de la charge d'impôts sur les bénéfices de respectivement 74 millions de dollars et 21 millions de dollars.

En avril 2011, OPG a également a déposé un avis d'appel auprès de la Cour divisionnaire de l'Ontario (la « Cour ») quant à la décision de mars 2011 de la CEO rejetant la demande pour qu'une partie des coûts de rémunération des employés des centrales nucléaires d'OPG soit recouvrée à même les tarifs réglementés. La cause a été entendue en octobre 2011, et des mémoires supplémentaires ont été déposés en janvier 2012. Dans sa décision rendue le 14 février 2012, la Cour a rejeté l'appel par une majorité de deux contre un. OPG analyse actuellement les incidences de cette décision ainsi que l'avis du juge dissident.

Dans sa décision de mars 2011, la CEO a approuvé les prévisions d'OPG quant aux coûts autres qu'en capital du projet de remise en état de la centrale Darlington et de maintien en activité de la centrale Pickering B. La CEO n'a pas accepté la proposition d'OPG concernant le recouvrement anticipé du coût en capital lié aux dépenses en capital pour le projet de remise en état de la centrale Darlington, mais a souligné être prête à reconsidérer cette proposition dans l'avenir.

La CEO a également approuvé l'utilisation des soldes présents dans les comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2010 d'OPG, sans rajustement. Ces montants sont recouvrés ou remboursés au moyen d'avenants tarifaires. L'amortissement des comptes d'écarts et de report est expliqué dans la note 7 des états financiers consolidés annuels audités de 2011 d'OPG. Tout manque à gagner ou recouvrement en trop des soldes approuvés des comptes d'écarts et de report en raison des écarts entre la production réelle et la production prévue sera recouvré, selon le cas, auprès des consommateurs, ou remboursé à ceux-ci, dans le cadre de la prochaine demande d'OPG auprès de la CEO.

Dans sa décision de mars 2011, la CEO a autorisé le maintien du compte, qui inscrit les différences entre les revenus réels et les revenus prévus et les coûts liés aux centrales nucléaires en vertu du contrat de location conclu avec Bruce Power (« compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce »), ainsi que des comptes d'écarts et de report liés à l'incidence des conditions hydrologiques sur la production hydroélectrique, des variations des passifs liés à la gestion du combustible nucléaire irradié et au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité, des frais d'aménagement de nouvelles installations nucléaires et des coûts de remise en état de la capacité, des revenus tirés de services auxiliaires et des impôts sur les bénéfices et des autres impôts et taxes. La CEO a supprimé le compte d'écarts lié aux coûts du combustible nucléaire, avec prise d'effet le 1er mars 2011. Seuls les intérêts et l'amortissement sont comptabilisés dans ce compte depuis le 1er mars 2011.

Dans sa décision, la CEO a également autorisé le maintien du mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité existant, mais a indiqué qu'une partie des revenus nets qui en résultent doivent être partagés avec les consommateurs. La CEO a donc établi le compte d'écarts relatif au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité. Aux termes du mécanisme, OPG reçoit le tarif réglementé approuvé pour la production nette moyenne mensuelle réelle par heure d'énergie des centrales hydroélectriques réglementées, et pour les heures où la production nette réelle d'énergie d'OPG en Ontario est supérieure ou inférieure au volume net moyen mensuel, les revenus tirés des installations hydroélectriques sont rajustés d'un montant égal à l'écart entre le volume net moyen par heure et la production nette réelle d'énergie multipliée par le prix du marché au comptant. Le compte d'écarts relatif au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité comptabilise les revenus nets découlant du mécanisme incitatif pour la production hydroélectrique qui doivent être remboursés aux consommateurs. Avec prise d'effet le 1er mars 2011, la CEO a aussi constitué un compte d'écarts afin de comptabiliser l'incidence financière de la production délaissée aux centrales hydroélectriques réglementées d'OPG attribuable à la production de base excédentaire. La CEO a approuvé tous les frais d'exploitation, de maintenance et d'administration liés à la production hydroélectrique ainsi que les dépenses en capital soumis par OPG.

OPG prévoit présenter au cours du deuxième trimestre de 2012 sa prochaine demande de nouveaux tarifs réglementés, y compris des avenants tarifaires.

Modifications des estimations de passifs nucléaires

La plus récente mise à jour de l'estimation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires (« passifs nucléaires ») a été effectuée en date du 31 décembre 2011 et a entraîné l'augmentation des passifs de 934 millions de dollars et une hausse correspondante de la valeur comptable des centrales nucléaires auxquelles ils se rapportent. L'augmentation des passifs est principalement attribuable à la hausse des coûts fixes liés aux programmes de stockage de combustible irradié, d'évacuation des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité, et de stockage des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité, actualisés au moyen du taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit actuel. L'augmentation des passifs résulte d'un processus global de mise à jour des estimations des coûts de base pour chaque programme de déclassement des centrales nucléaires et de gestion des déchets nucléaires. OPG suit un processus standard selon lequel une telle mise à jour doit être effectuée sur une base cyclique de cinq ans, à moins que le contexte d'affaires et les hypothèses n'exigent qu'elle soit devancée. Cette mise à jour des passifs nucléaires découle du processus d'actualisation du plan de référence en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement (« ONFA »). Au cours du quatrième trimestre de 2011, OPG a soumis à la Province le plan de référence final pour 2012–2016 en vertu de l'ONFA pour approbation.

Fermetures d'unités de centrales thermiques

En octobre 2010, OPG a fermé deux unités alimentées au charbon à chacune des centrales Lambton et Nanticoke. Par suite du plan énergétique à long terme de l'Ontario et de la directive sur l'approvisionnement diversifié, OPG a mis hors service deux unités alimentées au charbon à la centrale Nanticoke le 31 décembre 2011. OPG procède actuellement à la mise en état d'arrêt sécuritaire des unités. La fermeture anticipée de ces unités alimentées au charbon, bien avant l'échéance prévue du 31 décembre 2014, devrait entraîner la suppression de 290 emplois à la centrale Nanticoke ainsi que la réduction des paiements que reçoit OPG de la SFIEO au titre de l'entente de soutien d'urgence. OPG continue d'évaluer le calendrier relativement aux unités au charbon restantes tout en calculant l'incidence sur le personnel et les stocks de combustible.

Centrale Lennox

Au cours du premier trimestre de 2012, l'OEO et OPG ont conclu une prolongation de l'entente à l'égard de la centrale Lennox pour la période du 1er janvier 2012 au 30 juin 2012, avec une option de prolongation de six mois supplémentaires au gré d'OPG. Cette entente permet à la centrale de recouvrer ses coûts réels afin de procurer une capacité de production suffisante sur le réseau d'électricité de l'Ontario et répondre à la demande d'électricité. L'entente à l'égard de la centrale Lennox devrait prendre fin au moment où l'entente à plus long terme qui fait actuellement l'objet de négociations aura été conclue.

VISION, ACTIVITÉS DE BASE ET STRATÉGIE

Le mandat d'OPG est de produire de l'électricité de façon fiable et rentable au moyen de son portefeuille diversifié d'actifs de production, en exerçant ses activités de façon sécuritaire, ouverte et responsable sur le plan environnemental. OPG a pour objectif d'être un chef de file dans la préparation de l'Ontario à un avenir énergétique plus durable. OPG poursuit trois grandes stratégies : l'excellence opérationnelle, l'excellence des projets et la durabilité financière.

Excellence opérationnelle

Les secteurs d'activité et groupes d'OPG se fondent sur l'engagement de la Société envers l'excellence opérationnelle dans les domaines de la production, de l'environnement et de la sécurité.

Actifs de production nucléaire

L'excellence opérationnelle aux centrales nucléaires d'OPG se définit par la production d'électricité sûre, fiable et économique. Cela est rendu possible par l'exécution efficace de programmes et de projets tenant compte de quatre facteurs clés, soit la sécurité, la fiabilité, la performance humaine et l'optimisation des ressources.

OPG compare continuellement les pratiques, processus et performance de ses installations nucléaires à ceux d'autres centrales nucléaires de haut niveau dans le monde. Cette analyse a entraîné la prise de mesures pour continuer d'améliorer la performance des installations nucléaires d'OPG.

La sûreté nucléaire, la sécurité des employés et la sécurité environnementale sont les grandes priorités entourant l'exploitation des centrales nucléaires d'OPG. Dans l'ensemble, la performance en matière de sécurité est forte aux installations nucléaires d'OPG où la plupart des paramètres de mesure de la sécurité sont considérés se situer dans le quartile supérieur de l'industrie, y compris le taux d'accidents avec blessures et le taux de gravité des accidents. Les programmes d'inspection et d'essais nucléaires sont régis dans une large mesure par des exigences de maintenance visant à assurer que l'équipement est en état de fonctionner et donne le rendement escompté. OPG peut ainsi répondre aux exigences réglementaires que les centrales fonctionnent en toute sécurité et que la sûreté nucléaire n'est pas compromise.

Veiller à la fiabilité, c'est voir à l'exploitation et à la maintenance des centrales nucléaires d'OPG de manière à optimiser l'équipement, la performance, la disponibilité et la production. Une fiabilité accrue de l'équipement réduit les interruptions de production, ce qui a pour effet d'améliorer la planification et l'exécution des interruptions. Des programmes et des initiatives telles que Work Order Readiness et le Standard Equipment Reliability Program ont été mis sur pied à l'appui de ces objectifs. La réduction des interruptions fortuites de la production constitue un autre aspect important de l'atteinte de l'excellence opérationnelle. Ces dernières années, la performance en matière d'interruptions fortuites de la production s'est constamment améliorée. En 2011, la centrale Darlington a atteint son plus faible niveau d'interruptions fortuites de son histoire. La stratégie d'OPG en matière de maintenance a évolué, et les programmes conçus pour améliorer l'état de l'équipement sont délaissés au profit de projets axés sur la maintenance complète des systèmes tout au long de leur cycle de vie, permettant ainsi d'accroître la fiabilité et la prévisibilité du rendement.

L'attention portée à l'exécution ordonnée des interruptions demeure une grande priorité. Des initiatives ayant été mises en place pour améliorer la planification, l'exécution et la surveillance des travaux menés pendant les interruptions, et la communication de l'information qui s'y rapporte, ainsi que pour réduire les coûts des interruptions et accroître la production, sont en cours. Les programmes d'interruptions planifiées à la centrale Pickering B au cours des cinq prochaines années démontrent l'objectif d'OPG de prolonger la durée de service des unités de la centrale Pickering B pour qu'elles puissent fonctionner de façon sécuritaire jusqu'à la fin de la décennie. OPG a entrepris une série coordonnée d'initiatives pour évaluer la possibilité de maintenir en activité, en toute sécurité et fiabilité, la centrale Pickering B pendant environ quatre à six années de plus que sa fin de vie nominale. Les plans d'OPG sont analysés plus en détail à la rubrique *Excellence des projets* du présent rapport de gestion. Un cycle de 20 jours d'interruptions intermédiaires est planifié pour les unités 1 et 4 de la centrale Pickering A afin de permettre un entretien correctif et préventif et de réduire les futures interruptions fortuites au minimum. Les unités de Darlington ont continué de montrer une excellente fiabilité en 2011, et des initiatives continuent d'être prises dans le but d'assurer la fiabilité des unités avant la remise en état.

Pour déterminer la performance humaine, on mesure la capacité des membres du personnel à suivre des processus et procédures, et à fonctionner dans un environnement nucléaire ayant une solide culture de sûreté et de performance. Les centrales nucléaires d'OPG ont fait bonne figure en matière de gestion de la performance humaine en 2011, comme en témoigne la rareté des événements mettant en cause la performance humaine, critère d'évaluation répandu dans l'industrie et utilisé par toutes les centrales nucléaires. Le secteur de la production nucléaire d'OPG continue de mettre sur pied des programmes de formation dans le but d'améliorer le rendement des employés et de promouvoir le développement du leadership.

Le facteur d'optimisation des ressources englobe la prestation de solutions qui représentent la combinaison optimale en matière de coûts, de qualité et de performance humaine. En 2011, OPG a poursuivi son analyse comparative exhaustive visant à dégager des initiatives pouvant améliorer le rendement et à établir des objectifs financiers stimulants. Les objectifs de dotation en personnel ont été révisés, et rajustés le cas échéant, afin de gérer et d'améliorer les coûts d'exploitation. À compter de 2012, les centrales Pickering seront gérées à titre de centrale intégrée de six unités grâce à la fusion opérationnelle des centrales Pickering A et B. Un plan d'exploitation durable a été présenté à la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN ») en 2011, dans lequel est décrite la stratégie d'exploitation intégrée sécuritaire de la centrale en mode fusionné jusqu'en 2020.

À la suite des événements survenus aux installations nucléaires de Fukushima Daiichi au Japon en mars 2011, OPG a pris des mesures importantes pour faire valider ses défenses enchâssées au niveau de la conception et de l'exploitation en cas d'événements contre lesquels les centrales sont censées résister (« événements de référence ») et d'événements dépassant les événements de référence. Cette initiative soutient aussi le rapport 2011-2012 sur les expériences d'exploitation importantes dressé par l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires et les lignes directrices de la CCSN.

La réaction d'OPG à ces événements a été de s'assurer que les évaluations initiales des installations étaient exhaustives et que toutes les leçons tirées sont mises en œuvre de façon progressive. Les résultats des évaluations ont confirmé que les risques liés aux activités des centrales et des installations de gestion des déchets demeurent raisonnablement faibles. De plus, OPG a relevé plusieurs filières d'amélioration des marges de sécurité aux fins d'examen plus poussé.

OPG a préparé des plans de mise en œuvre et a fourni une mise à jour des travaux en cours à la CCSN et à l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires. Dans le cadre des efforts continus d'OPG visant l'amélioration des marges de sécurité de ses centrales nucléaires, OPG a commencé à mettre en œuvre certaines mesures, notamment l'achat de dispositifs portatifs d'alimentation électrique de secours, et à parfaire les procédures d'intervention en cas d'urgence.

Actifs de production hydroélectrique

Les secteurs de la production hydroélectrique s'efforcent de produire de l'électricité de manière sûre, fiable, économique et responsable sur le plan de l'environnement. OPG entend continuer d'accroître la capacité des centrales existantes en remplaçant l'équipement désuet comme les turbines, les générateurs, les transformateurs et d'autres dispositifs de commande par de l'équipement plus performant.

Les secteurs de la production hydroélectrique poursuivent les objectifs suivants :

- Maintenir et améliorer les actifs hydroélectriques existants pour en assurer le fonctionnement à long terme.
- Exploiter les installations hydroélectriques et en faire la maintenance de manière efficace et économique.
- Miser sur l'expansion des centrales hydroélectriques existantes et le développement de nouvelles installations, lorsque cela est possible.
- Maintenir et améliorer la fiabilité et la performance lorsqu'il est possible et économique de le faire.
- Maintenir un excellent bilan en matière de sécurité des employés et s'assurer que toutes les lois sont respectées.
- Chercher constamment à s'améliorer dans les secteurs de la sécurité publique pour ce qui est des barrages et des voies navigables et de la performance environnementale.
- Établir des relations avec les Premières nations et les Métis, et chercher à les développer.

OPG compte accroître la capacité des centrales existantes de 34 MW au cours des cinq prochaines années en remplaçant les roues de turbine actuelles et en installant de l'équipement plus performant. Le remplacement de l'équipement de contrôle améliorera également l'efficience et permettra de satisfaire les exigences d'acheminement au marché. OPG planifie aussi de réparer, de rénover ou de remplacer des structures civiles désuètes. OPG envisage l'ajout de centrales à réserve pompée afin de compenser les défis opérationnels en cas de faible demande et l'accroissement de la production éolienne en Ontario.

OPG a mené d'importants travaux de révision d'équipement et de réfection à plusieurs centrales au cours de 2011, dont la mise à niveau de turbines à l'unité 8 de la centrale Des Joachims et le remplacement de transformateurs aux unités 7 et 8 de la centrale Des Joachims et aux unités 1 à 6 de la centrale à réserve pompée Sir Adam Beck. Des mises à niveau des dispositifs de protection et de contrôle ont été réalisées à la centrale R.H. Saunders.

Le 24 août 2011, une version révisée de la politique sur les relations avec les Premières nations et les Métis a été approuvée par le conseil d'administration d'OPG. La politique priorise la résolution de certains griefs historiques et les pourparlers avec des collectivités des Premières nations et des Métis quant au développement envisagé de projets hydroélectriques, nucléaires et thermiques. Les secteurs de la production hydroélectrique, nucléaire et thermique mettent actuellement en place des mesures afin de tisser des relations avec les collectivités des Premières nations et Métis voisines et de déterminer les interventions et les possibilités d'emploi, d'octroi de contrats et de construction de capacité additionnelle au sein de ces collectivités.

Actifs thermiques

Les centrales thermiques d'OPG fonctionnent en tant qu'installations de base, à capacité intermédiaire et à capacité de pointe, selon la demande d'électricité. Le réseau d'électricité de l'Ontario dispose de la souplesse voulue pour répondre aux variations quotidiennes de la demande et de la capacité sollicitée du réseau, et pour élargir le portefeuille de production renouvelable de l'Ontario, et ce, parce que les unités thermiques peuvent être mises en marche et à l'arrêt au jour le jour et être mises en mode de fonctionnement en suivi de charge sur la chaîne des sources diverses de puissance installée. Le maintien en activité et la dotation en personnel des unités alimentées au charbon et autres unités thermiques sont nécessaires dans les limites de leur rôle, qui est de fournir au réseau électrique la capacité dont il a besoin. Les centrales alimentées au charbon d'OPG fournissent le volume d'électricité et les services auxiliaires nécessaires dans les limites des émissions de CO_2, de manière sûre, fiable et économique, ainsi que dans le respect de l'environnement.

Le secteur de la production thermique cessera, comme prévu, d'utiliser le charbon comme combustible pour produire de l'électricité d'ici la fin de 2014 et explore actuellement diverses options et la faisabilité de faire passer certaines unités alimentées au charbon existantes à des combustibles de remplacement, notamment le gaz naturel ou la biomasse. Les centrales thermiques converties peuvent proposer à la Province le même genre de souplesse continue de démarrage et d'arrêt quotidiens, de mise en suivi de charge afin de répondre plus rapidement aux besoins changeants du réseau, et de complément aux sources d'énergie renouvelable non acheminables.

Les défis de réduction de l'effectif amenés par la fermeture de deux unités alimentées au charbon en 2011 ont été gérés selon les dispositions prévues dans les conventions collectives existantes, ainsi que par des pourparlers continus et un travail de collaboration avec les représentants des syndicats. Les besoins de personnel sont soumis à un processus d'analyse tenant compte des changements qui toucheront le profil d'exploitation des centrales au cours des trois prochaines années.

La sécurité des employés et du public demeure la priorité absolue du secteur de la production thermique. Les programmes de sécurité sont fondés sur le processus de systèmes gérés et les évaluations de risques techniques des systèmes d'usine selon la norme de santé et sécurité au travail ISO 18000. Par le truchement de ces systèmes gérés et évaluations de risques continues, OPG accorde une grande importance aux investissements dans les plans de travail, la formation du personnel et le matériel à risque afin d'atténuer et d'éliminer les questions touchant la santé, la sécurité et la production à ses centrales.

Performance environnementale

La politique environnementale d'OPG prévoit que « OPG s'efforcera d'améliorer continuellement sa performance sur le plan environnemental ». Cette politique renforce l'engagement d'OPG de respecter toutes les exigences légales et les engagements volontaires, dans le but de surpasser ces normes lorsqu'il est approprié et possible de le faire. D'autres objectifs comprennent l'intégration de facteurs environnementaux dans la planification des activités et la prise de décisions, de même que le maintien de systèmes de gestion environnementale. Les objectifs clés en matière de performance environnementale forment eux aussi une composante à part entière des fiches-résultats de la Société et des centrales.

OPG gère les émissions atmosphériques d'oxydes d'azote (« NO_X ») et de dioxyde de soufre (« SO_2 ») en utilisant de l'équipement spécialisé comme des épurateurs-laveurs, des brûleurs à faible émission de NO_X et de l'équipement de réduction catalytique sélective, et en achetant du combustible à faible teneur en soufre.

OPG surveille ses émissions dans l'atmosphère et dans l'eau et communique régulièrement les résultats aux organismes de réglementation, dont le ministère de l'Environnement, Environnement Canada et la CCSN. Le public reçoit aussi des communications régulières concernant la performance environnementale d'OPG. OPG a élaboré et mis en œuvre des programmes internes de surveillance, d'évaluation et de communication de l'information afin de gérer les risques environnementaux, tels que les émissions dans l'atmosphère et dans l'eau, les rejets, les déversements, le traitement des émissions radioactives et les déchets radioactifs. De plus, OPG continue de s'occuper de la contamination historique des sols dans le cadre d'un programme volontaire d'évaluation et de décontamination des sols.

Au chapitre de l'environnement, OPG a atteint ou dépassé les objectifs qu'elle s'était fixés en 2011 pour ce qui est des déversements, des infractions, de l'efficacité énergétique, de la production de déchets radiologiques et des émissions de dioxines/furannes. OPG a également conservé sa certification ISO 14001 pour son système de gestion environnementale à l'échelle de la Société et pour toutes ses centrales. En 2011, les émissions de gaz acides (SO_2 et NO_X) se sont établies à 17,0 gigagrammes (« Gg »), comparativement à 53,5 Gg en 2010. La diminution des émissions de gaz acides résulte principalement d'une baisse de la production aux centrales thermiques d'OPG. Les six unités alimentées au charbon d'OPG affichant les taux d'émission de gaz acides les plus élevés ont été mises hors service en 2010 et en 2011.

Le 27 août 2011, Environnement Canada a soumis son projet de règlement sur les émissions de gaz à effet de serre (« GES ») à une période de consultation de 60 jours. Le projet appelé *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon* limitera les émissions de CO_2 provenant des centrales alimentées au charbon selon l'âge de l'unité, et ce, à compter de juillet 2015. Les unités alimentées au charbon pourront ainsi fonctionner jusqu'à 45 ans après leur mise en service. Après cette période, les unités devront respecter une limite d'intensité d'émissions de CO_2 de 375 Mg CO_2/GWh. Cette limite devrait empêcher les unités alimentées au charbon de demeurer en activité si elles ne font pas l'objet de modifications importantes, notamment une capacité de captage et de stockage de CO_2, ou si elles n'atteignent pas des taux très élevés de coalimentation à la biomasse. Puisque OPG n'utilisera plus le charbon pour produire de l'électricité après 2014, le règlement ne devrait pas avoir d'incidence sur OPG, y compris sur les unités qui passeront à la biomasse ou au gaz naturel.

En juillet 2008, la province d'Ontario s'est jointe au groupe de l'Initiative régionale de l'Ouest concernant le climat, s'engageant à mettre en œuvre un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission des GES au plus tard en 2012. Au deuxième trimestre de 2011, la Province a annoncé que le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission des GES serait mis en œuvre après 2012, plutôt qu'en 2012 comme prévu. Les règlements provinciaux adoptés en 2009 exigent que les installations émettant 25 000 Mg ou plus d'équivalent-CO_2 surveillent, mesurent et déclarent leurs émissions. OPG se conformera aux exigences et continuera de surveiller la situation en ce qui a trait au système de plafonnement et d'échange de droits d'émission des GES.

Pour améliorer encore ses résultats au chapitre des émissions de GES, OPG a lancé son propre plan de gestion des GES en 2007. Le plan vise à améliorer l'efficacité énergétique des installations d'OPG, à promouvoir l'utilisation de biocombustibles au lieu du charbon, à mener des recherches sur l'incidence des changements climatiques sur les activités d'OPG, à encourager la plantation d'arbres au moyen d'un vaste programme de biodiversité et à mettre sur pied un programme de sensibilisation à l'intention des employés.

En mai 2008, la Province a annoncé les plafonds annuels d'émissions de CO_2 pour les centrales alimentées au charbon d'OPG. Conformément à la déclaration de l'actionnaire datée du 15 mai 2008 et à la résolution de l'actionnaire datée du 16 mai 2008, OPG a élaboré une stratégie afin d'atteindre, sur une base prévisionnelle, des objectifs d'émissions de CO_2 découlant de l'utilisation du charbon de 19,6 millions de tonnes en 2009 et de 15,6 millions de tonnes en 2010. OPG se conforme

à la résolution de l'actionnaire en maintenant les émissions de CO_2 découlant de l'utilisation du charbon à des niveaux inférieurs aux objectifs de 2009 et 2010. En mai 2010, la Province a publié une autre déclaration de l'actionnaire et résolution de l'actionnaire demandant à OPG d'élaborer une stratégie afin d'atteindre, sur une base prévisionnelle, un objectif d'émissions de CO_2 découlant de l'utilisation du charbon de 11,5 millions de tonnes par année pour la période de 2011 à 2014. En 2011, les émissions de CO_2 ont été de 4,2 millions de tonnes, contre 12,4 millions de tonnes en 2010. Les émissions ont considérablement diminué en 2011 par rapport à 2010 du fait de la baisse de production des centrales alimentées au charbon d'OPG. OPG continue de recourir à sa stratégie de mise en œuvre pour atteindre ses objectifs d'émissions de CO_2. Le règlement de l'Ontario interdit à OPG d'utiliser le charbon comme combustible pour produire de l'électricité après 2014.

Sécurité

OPG est déterminée à offrir une excellente performance en matière de sécurité, cherchant constamment à s'améliorer et à atteindre son objectif fondamental de zéro blessure. La performance en matière de sécurité se mesure à l'aide de deux indicateurs primaires : le taux de gravité des accidents et le taux d'accidents avec blessures. La performance globale en matière de sécurité d'OPG est constamment l'une des meilleures parmi les entreprises canadiennes de services publics d'électricité, la Société ayant obtenu en 2011 le taux de gravité des accidents et le taux d'accidents avec blessures les moins élevés de son histoire.

La performance d'OPG pour ce qui est du taux de gravité des accidents en 2011, soit 1,10 jour perdu par 200 000 heures travaillées, représente une amélioration de 46 % par rapport à la performance d'OPG de 2,04 jours perdus par 200 000 heures travaillées en 2010. En 2011, le taux d'accidents avec blessures d'OPG a été de 0,56 blessure par 200 000 heures travaillées, ce qui représente une amélioration de 39 % par rapport à la statistique de 0,92 blessure par 200 000 heures travaillées en 2010. Cette diminution des blessures, combinée au fait que plusieurs sites ont franchi des étapes importantes sur le plan de la sécurité, certains n'ayant enregistré aucune blessure ayant entraîné un arrêt de travail, démontre le chemin parcouru dans la poursuite de l'objectif de zéro blessure.

OPG est résolue à atteindre son objectif de zéro blessure en continuant d'améliorer les systèmes officiels de gestion de la sécurité à l'échelle de la Société et ses installations selon les règles de la norme OHSAS («Occupational Health and Safety Assessment Series») 18001 de la British Standard Institution. Ces systèmes permettent à OPG de gérer de manière proactive les risques liés à la sécurité. L'amélioration des programmes de prévention de chutes d'objets est au cœur des priorités relatives à la réduction des risques à l'échelle de l'entreprise et a entraîné un recul des incidents liés à des chutes d'objets en 2011 comparativement à 2010. Une autre mesure prioritaire qui se poursuivra en 2012 consiste en l'amélioration de la protection au travail au moyen de l'application de processus simplifiés. Bien qu'on ait constaté des progrès en matière de réduction des blessures, y compris les troubles musculosquelettiques, OPG reste déterminée à atteindre son objectif de zéro blessure.

OPG est d'avis qu'une collaboration avec ses syndicats est un élément important de sa solide culture de sécurité et a entrepris plusieurs projets en matière de sécurité en 2011, y compris des mesures conjointes pour améliorer les processus de prévention de chutes d'objets et de protection au travail. En octobre 2011, des membres du comité mixte sur la santé et la sécurité au travail des quatre coins de la Province se sont réunis dans le cadre d'un forum conjoint afin de discuter de leur rôle concernant les nouvelles exigences réglementaires et de partager les enseignements tirés quant aux risques communs en matière de santé et de sécurité pour les mettre en œuvre à leurs installations respectives.

La surveillance et la présentation de rapports par l'entreprise et les fonctions de sécurité sur les sites fournissent à la haute direction de l'information régulière sur l'efficacité des efforts de gestion de la sécurité, la conformité aux exigences légales et aux exigences de l'entreprise, et les tendances de performance en matière de sécurité. Les activités de surveillance comprennent les audits des systèmes internes et externes de gestion de la sécurité et les audits de risques d'exploitation précis. OPG est également dotée d'un système de gestion rigoureuse des incidents, qui exige que tous les incidents, y compris les accidents évités de justesse, soient rapportés et fassent l'objet d'une enquête, et que des plans de mesures correctives soient conçus afin de s'assurer que de tels incidents ne se reproduiront pas.

OPG s'attend, comme le stipule son programme de gestion à l'intention des entrepreneurs, à ce que ses entrepreneurs maintiennent un niveau de sécurité équivalent à celui des employés d'OPG. Depuis 2005, le taux d'accidents avec blessures d'OPG pour les entrepreneurs de la construction se compare favorablement à celui enregistré dans le secteur de la construction en Ontario, comme mesuré par l'Association de santé et sécurité dans les infrastructures.

Excellence des projets

OPG poursuit un certain nombre d'occasions de développement de la capacité de production conformes au plan énergétique, y compris des occasions d'accroître la capacité, de prolonger la vie des centrales et de construire de nouvelles centrales. Toutes les possibilités de tirer parti des sites et des actifs existants permettront à OPG de réaliser les avantages de ces actifs et de réduire l'incidence environnementale liée à la nécessité de répondre à la demande en électricité de l'Ontario. Les principaux projets d'OPG comprennent la remise en état de centrales nucléaires, l'aménagement de nouvelles installations nucléaires, le maintien en activité de la centrale Pickering B, l'aménagement de nouvelles installations hydroélectriques et la modernisation de centrales existantes, et la conversion possible de certaines centrales alimentées au charbon à des combustibles de remplacement.

Projet de remise en état de la centrale Darlington

En février 2010, OPG a annoncé sa décision d'entreprendre la phase de définition de la remise en état de la centrale nucléaire Darlington. Selon les prévisions de conception initiale, les unités de la centrale Darlington devraient atteindre leur fin de vie nominale entre 2019 et 2021. Les travaux de remise en état visent à prolonger d'environ 30 ans la durée de vie de la centrale.

La phase de définition comprend l'organisation du projet, la définition de l'étendue des travaux, les étapes d'ingénierie techniques, de planification et d'estimation, l'approvisionnement de certains éléments à long délai de livraison, la conclusion des contrats clés et la mise à niveau des installations et de l'infrastructure. Une estimation détaillée des coûts et de l'échéancier devrait être préparée en 2015 et la mise en chantier devrait commencer en 2016.

Un comité d'examen de l'énoncé des travaux a été formé pour examiner et régler tous les points importants liés à la portée technique des travaux de remise en état, et l'examen de la portée technique s'est terminé en 2011. L'évaluation environnementale (« EE ») du projet de remise en état de la centrale Darlington, fondement de la portée des exigences réglementaires, a été présentée à la CCSN en décembre 2011. Dans le cadre du processus d'EE, OPG a réalisé des études sur le terrain et des études techniques, et met actuellement la touche finale à l'énoncé des incidences environnementales (« EIE ») et aux documents de soutien technique. Les résultats préliminaires des évaluations font l'objet d'un examen externe par les municipalités locales et ont aussi été communiqués aux autres parties prenantes clés.

En 2011, la version finale de l'examen intégré de la sûreté (« EIS ») a été soumise à la CCSN. En février 2012, la CCSN a réalisé une analyse sur le caractère suffisant de l'EIS et elle l'a jugé suffisant pour entreprendre l'évaluation technique détaillée. L'analyse officielle de l'EIS devrait être terminée vers le milieu de 2013.

Le 1er mars 2012, OPG a accordé le contrat relatif aux travaux de retubage et de remplacement des conduits d'alimentation, qui comprend la planification, la conception, les essais d'outillage, la conception et la construction d'une maquette de réacteur pleine grandeur aux fins des essais et de la formation ainsi que le retrait et le remplacement des principales composantes des quatre réacteurs à la centrale Darlington. Le contrat sera réalisé en deux phases, soit une phase de définition et une phase d'exécution. La valeur du contrat pour la phase de définition est estimée à plus de 600 millions de dollars sur une période de trois à quatre ans. Les travaux de la phase d'exécution, qui doit encore être estimée et évaluée, comprennent le retrait et le remplacement des 480 tubes de force et de calandre et des 960 conduits d'alimentation de chacun des quatre réacteurs de la centrale. Le contrat est l'un de plusieurs contrats qui devraient être octroyés pour la remise en état de la centrale Darlington.

La construction du complexe énergétique Darlington (le « complexe ») a débuté en juillet 2011, et le complexe devrait être prêt à l'automne 2013. Celui-ci comprendra un bâtiment pour la formation et pour la conception des calandres maquettes, un entrepôt et des bureaux afin de soutenir le projet de remise en état de la centrale Darlington. Au quatrième trimestre de 2011, OPG a présenté la version définitive de l'entente d'implantation aux parties prenantes aux fins d'examen, l'approbation finale étant prévue au premier trimestre de 2012. Des discussions avec l'Administration de la conservation du lac Ontario central auront lieu à la suite de la conclusion de l'entente avec la municipalité de Clarington. Des travaux supplémentaires liés aux infrastructures, y compris l'amélioration des réseaux d'aqueduc et d'égouts, se poursuivent.

Nouvelles unités de production nucléaire

Dans la directive sur l'approvisionnement diversifié rédigée à l'intention de l'OEO en février 2011, le gouvernement de l'Ontario a confirmé son engagement envers l'approvisionnement de nouvelles unités nucléaires à Darlington. La directive mentionne également que deux nouvelles unités nucléaires seraient achetées pour la centrale Darlington à condition que le prix soit acceptable.

Les audiences publiques pour l'EE du projet de construction de nouvelles installations nucléaires à la centrale Darlington et la demande de permis visant la préparation d'un emplacement ont débuté le 21 mars 2011 et ont pris fin le 8 avril 2011. En août 2011, la commission d'examen conjoint qui supervise l'EE du projet de construction de nouvelles installations nucléaires à la centrale nucléaire Darlington a soumis son rapport au ministère fédéral de l'Environnement. Selon la commission, le projet ne devrait pas avoir de répercussions néfastes sur l'environnement, étant donné les activités d'atténuation. Le gouvernement fédéral s'apprête à préparer sa réponse pour qu'elle soit approuvée par le gouverneur en conseil, en plus de l'acceptation définitive ou non de l'EE. L'EE a été contestée par voie de demande d'examen judiciaire à la Cour fédérale du Canada au motif que le rapport de la commission d'examen conjoint ne satisfait pas aux exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et que l'audience a privé les demandeurs de certains droits procéduraux. OPG et les organismes fédéraux ont déposé leurs affidavits.

Maintien en activité de la centrale Pickering B

OPG a entrepris une série coordonnée d'initiatives pour évaluer la possibilité de maintenir en activité, en toute sécurité et fiabilité, les unités de la centrale nucléaire Pickering B pendant environ quatre à six années de plus que sa fin de vie nominale. Les travaux vont bon train pour fixer la portée du programme et mettre en œuvre les améliorations à la centrale. En 2011, OPG a effectué deux interruptions planifiées majeures des réacteurs des unités 5 et 6, réalisant les campagnes d'inspection et les améliorations d'équipement nécessaires.

Selon un engagement réglementaire conclu avec la CCSN en 2010, OPG a présenté à celle-ci le plan de maintien en activité, comprenant un plan d'exploitation exhaustif plus détaillé jusqu'à la fin de vie de la centrale. Lors de la réunion publique qu'a tenue la CCSN en mars 2011, les membres du personnel de la CCSN ont présenté les résultats de leur examen du plan de maintien en activité de la centrale Pickering B et n'ont relevé aucun obstacle réglementaire ou de sécurité majeur. La version mise à jour en fin d'année du plan de maintien en activité de la centrale Pickering B a été présentée, comme requis à la CCSN en décembre 2011. OPG poursuit sa série coordonnée d'initiatives qui évaluent la possibilité de maintenir en activité la centrale Pickering B. D'ici la fin de 2012, OPG prévoit avoir achevé les travaux nécessaires pour démontrer avec suffisamment de certitude que les tubes de force atteindront la durée de vie supplémentaire comme prévu.

Dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité

En 2010, OPG a approuvé le début des travaux de conception détaillée du projet de dépôt géologique en profondeur visant la gestion à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité aux centrales nucléaires appartenant à OPG. L'EIE, le rapport de sûreté préliminaire et les documents de soutien technique ont été soumis à la CCSN en avril 2011. Ces documents ont pour but d'obtenir de la CCSN un permis de préparation de l'emplacement et de construction du dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité. Le 24 janvier 2012, la CCSN et l'Agence canadienne d'évaluation environnementale ont annoncé la nomination des trois membres de la commission d'examen conjoint qui analysera le projet de dépôt géologique en profondeur d'OPG. La commission d'examen conjoint se penchera sur les répercussions environnementales du projet de dépôt géologique en profondeur, conformément aux exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. Le 3 février 2012, la commission d'examen conjoint a annoncé le début d'une période d'examen public des documents soumis qui durera six mois.

Tunnel de Niagara

En 2011, les activités minières du tunnelier ont été achevées et le démontage du tunnelier est en cours. Les travaux d'installation du tiers inférieur du revêtement en béton permanent du tunnel avaient atteint 7 625 mètres au 2 juillet 2011, date à laquelle ces travaux ont été temporairement interrompus afin d'effectuer des travaux de renforcement à la borne de 6 050 mètres dans le tunnel. Les travaux de revêtement ont repris en février 2012. Les autres activités de revêtement du tunnel n'ont pas été interrompues. La restauration du profil circulaire du tunnel avant l'installation des deux tiers supérieurs du revêtement en béton a progressé de 5 715 mètres, et l'installation des deux tiers supérieurs du revêtement en béton a progressé de 5 112 mètres. L'injection de mortier de rembourrage servant à remplir le vide entre le revêtement de béton et la membrane imperméable a progressé de 2 337 mètres, et le coulage du béton précontraint pour lier le revêtement de béton à la paroi rocheuse a été entamé en août 2011 et avait progressé de 1 037 mètres au 31 décembre 2011.

Les coûts et le calendrier des travaux d'installation du revêtement continueront de comporter des incertitudes. Compte non tenu de ces incertitudes, le tunnel de Niagara devrait être terminé au coût de 1,6 milliard de dollars en décembre 2013, respectant ainsi les limites du budget révisé approuvé et la date révisée approuvée de fin du projet. Une fois le projet terminé, la production annuelle moyenne des centrales Sir Adam Beck devrait augmenter d'environ 1,6 TWh.

Les dépenses en immobilisations attribuables au projet pour 2011 se sont établies à 264 millions de dollars, et les dépenses en immobilisations cumulatives atteignaient 1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2011.

Lower Mattagami

Au cours de 2011, la construction pour le projet de la rivière Lower Mattagami s'est poursuivie. Au site Smoky Falls, un batardeau a été installé et l'excavation, y compris les travaux de consolidation du terrain rocheux afin de remédier aux conditions géotechniques non prévues, a été effectuée. De plus, au cours du quatrième trimestre de 2011, un abri a été érigé pour permettre le maintien des activités durant l'hiver. Au site Little Long, au 31 décembre 2011, l'installation d'un batardeau était terminée, et la moitié des activités de coulage de béton étaient réalisées. Les activités relatives au béton ont débuté au site Harmon. Finalement, au site Kipling, l'installation d'un batardeau se poursuivait au 31 décembre 2011.

Le budget pour le projet s'établit à 2,6 milliards de dollars et comprend le contrat de conception-construction ainsi que des réserves pour éventualités, les intérêts et d'autres coûts engagés par OPG, notamment pour la gestion de projets, la gestion des contrats, les ententes relatives aux répercussions conclues avec les Premières nations et les coûts de raccordement au réseau de transport. Les dépenses en immobilisations pour 2011 se sont établies à 474 millions de dollars. Au 31 décembre 2011, les dépenses cumulatives s'élevaient à 766 millions de dollars. Le projet devrait être achevé au coût de 2,6 milliards de dollars, respectant ainsi les limites du budget approuvé, et la mise en service est prévue pour juin 2015. Une fois le projet terminé, la capacité de production des quatre centrales sur la rivière Lower Mattagami devrait augmenter de 438 MW.

Conversion d'unités alimentées au charbon

La stratégie de conversion des unités alimentées au charbon à des combustibles de remplacement tels que la biomasse et le gaz naturel continue de progresser et reflète les options relevées dans le plan énergétique et la directive sur l'approvisionnement diversifié. Avant qu'OPG puisse aller de l'avant avec la conversion des unités, un mécanisme doit être mis en place pour récupérer les capitaux investis et les frais permanents.

Centrale Atikokan

La conversion de la centrale Atikokan à la biomasse est encore à la phase de définition. OPG et l'OEO poursuivent leurs négociations sur la convention d'approvisionnement en énergie visant l'électricité produite par la centrale Atikokan en utilisant la biomasse comme combustible. OPG procède à la réalisation d'un examen technique détaillé et à la négociation de la convention de conception, d'approvisionnement et de construction en vue de la conversion de la centrale Atikokan à la biomasse. La négociation officielle des conventions d'achat de combustible s'est ouverte en octobre 2011, étant donné la progression des négociations sur la convention d'approvisionnement en énergie qui se continuent avec l'OEO.

Centrale Thunder Bay

La conversion au gaz naturel de deux unités de la centrale Thunder Bay est actuellement à la phase de définition. OPG poursuit son examen technique. En août 2011, le ministre de l'Énergie a émis une directive à l'intention de l'OEO pour qu'elle négocie avec OPG une convention d'approvisionnement en

énergie à long terme en vue de la conversion au gaz naturel de deux unités alimentées au charbon de la centrale Thunder Bay. Des discussions avec l'OEO au sujet d'une telle convention d'approvisionnement à long terme sont en cours. En attendant la conclusion de la convention d'approvisionnement en énergie nécessaire pour la conversion, l'actionnaire d'OPG lui a demandé de poursuivre les travaux pour installer l'infrastructure requise d'approvisionnement en gaz naturel selon le plan énergétique.

Autres unités alimentées au charbon

Comme il est décrit dans le plan énergétique et la directive sur l'approvisionnement diversifié, OPG envisage également la conversion au gaz naturel de certaines unités des centrales Lambton et Nanticoke, avec une option de coalimentation à la biomasse, si cela rendait le réseau plus fiable. Puisque la construction d'un gazoduc relié à la centrale Nanticoke prendra beaucoup de temps, Union Gas Limited a déjà entrepris des études techniques et environnementales et a procédé à des consultations publiques dans le but d'établir le tracé possible d'un futur gazoduc. Des études de tracé similaires pour la centrale Lambton sont également en cours.

Durabilité financière

À titre de société établie en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* de l'Ontario chargée d'un mandat commercial, OPG a pour objectif d'exercer ses activités en visant le maintien de sa viabilité financière et de préserver la valeur de ses actifs pour son actionnaire, la Province.

À titre d'entreprise commerciale, OPG a comme priorité financière de réaliser et de maintenir un niveau de performance assurant un rendement financier durable. Cette priorité repose sur les objectifs suivants : réaliser un rendement approprié des actifs réglementés et non réglementés d'OPG; déceler et saisir les occasions d'amélioration de l'efficience; et s'assurer d'un bilan solide pour augmenter la capacité d'OPG de financer ses activités et ses projets. OPG a mis en œuvre un certain nombre de stratégies pour réaliser une performance financière durable.

OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par ses centrales nucléaires et la plupart de ses centrales hydroélectriques de base. Pour s'assurer que la Société réalise un rendement approprié des actifs réglementés, la stratégie d'OPG est de démontrer clairement à la CEO que ses demandes de tarifs réglementés reflètent avec exactitude les coûts nécessaires pour faire fonctionner de façon sécuritaire et fiable les installations visées par règlement, et de générer de la valeur aux consommateurs.

Une part importante de la production d'OPG est non réglementée et continue d'être vendue au prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario. Pour s'assurer que ces actifs génèrent des revenus appropriés, OPG a négocié des conventions à long terme d'approvisionnement en énergie et de recouvrement des coûts pour certaines de ses centrales. Au cours du premier trimestre de 2012, OPG a conclu une prolongation de l'entente à l'égard de la centrale Lennox. De plus, OPG négocie actuellement plusieurs conventions d'approvisionnement en énergie et de recouvrement des coûts relativement à ses actifs thermiques. De plus amples renseignements concernant les projets de développement de la capacité de production et les conventions connexes sont présentés à la rubrique *Excellence des projets*.

OPG a entamé un processus d'identification et d'amélioration de l'efficacité qui modifiera la structure des coûts et des revenus de la Société aux fins de la durabilité future et attirera davantage d'investissements dans les projets de production et de modernisation. Ce processus signifie la poursuite d'efficiences au moyen de travaux de réalignement et de processus rationalisés qui permettront à OPG de continuer d'abaisser le prix de l'électricité pour les consommateurs ontariens et d'offrir à ceux-ci une plus grande valeur dans l'avenir.

Pour s'assurer que des fonds suffisants sont disponibles pour atteindre ses objectifs stratégiques en matière d'excellence opérationnelle et d'excellence des projets, OPG cherche à optimiser les flux de trésorerie d'exploitation et à diversifier ses sources de financement. En s'assurant un accès à du financement à coût abordable et en maintenant des notes de crédit de première qualité, OPG conserve son statut de la placement commercial viable à long terme.

Une mesure clé de la durabilité financière est le rendement des capitaux propres de l'actionnaire. OPG profite des occasions d'augmenter le rendement des capitaux propres (« RCP ») afin de maintenir un niveau approprié de rentabilité, tout en maximisant sa structure du capital. Le total de la dette est maintenu à un niveau qui donne à OPG suffisamment de souplesse financière pour émettre des titres d'emprunt lorsque cela est nécessaire. OPG gère aussi la structure du capital en tenant compte des paramètres financiers qui reflètent sa notation de crédit actuelle et de la structure du capital réputée établie par la décision de la CEO sur les tarifs des activités réglementées.

CAPACITÉ DE PRODUIRE DES RÉSULTATS

Un certain nombre de facteurs influent sur la capacité d'OPG à exécuter sa stratégie d'entreprise et à produire des résultats.

Fiabilité des actifs de production

OPG continue de mettre en œuvre des mesures spécifiques visant l'amélioration de la fiabilité et de la prévisibilité de chaque centrale nucléaire. Ces mesures sont conçues en fonction d'exigences technologiques particulières et de l'expérience opérationnelle, et permettent d'atténuer les risques. La centrale nucléaire Darlington est passée à un cycle de trois ans pour ce qui est des interruptions planifiées afin de tirer avantage de l'état de la centrale, des systèmes d'appoint en place et de la capacité de chargement du combustible en cours de fonctionnement. Les centrales nucléaires Pickering A et B continueront de faire des améliorations ciblées en matière de fiabilité.

OPG a augmenté la capacité de production de ses centrales hydroélectriques et a investi de fortes sommes pour remplacer l'équipement désuet, moderniser les roues de turbines, automatiser davantage les centrales et améliorer les pratiques de maintenance. Des programmes sont en place pour améliorer encore l'efficience et la disponibilité des centrales

hydroélectriques existantes.

OPG continuera de maintenir la fiabilité de ses centrales alimentées au charbon afin de produire l'électricité requise jusqu'à la date prévue de leur fermeture, ou jusqu'à la conversion des centrales à des combustibles de remplacement.

Planification et exécution des projets

OPG poursuit et réalise un certain nombre d'occasions de développement de la capacité de production, comme il est décrit à la section *Vision, activités de base et stratégie* du présent rapport de gestion. De plus, OPG continue de planifier et de mettre en œuvre des projets d'amélioration des immobilisations et des programmes de maintenance relativement à ses actifs existants. Pour concrétiser sa stratégie d'excellence des projets, OPG doit faire une bonne planification, suivie d'une mise en œuvre réussie, afin de réaliser les projets en temps opportun tout en respectant les budgets.

L'excellence des projets signifie notamment qu'OPG ait recours de façon efficace aux gens ayant le talent et l'expérience nécessaires pour planifier et mettre en œuvre les projets comme il se doit. Le processus de planification et de préparation des projets comprend l'élaboration de plans d'urgence pour la gestion des difficultés éventuelles, la tenue de registres détaillés sur les risques et l'établissement d'étapes claires à des moments clés des projets. La responsabilité de chaque projet est également définie à l'échelon qui convient et le projet fait l'objet d'une surveillance appropriée par la haute direction et un comité du conseil d'administration.

Efficiences d'exploitation

OPG garde l'accent sur la réduction des coûts et sur les efficiences. Pour y arriver, OPG effectuera une restructuration qui consistera à regrouper les activités des secteurs hydroélectrique et thermique, à réorganiser ses activités commerciales afin de tirer profit d'occasions d'affaires, notamment la production de base excédentaire, et à concevoir un modèle évolutif de prestation de services pour les fonctions de soutien à l'entreprise. OPG adoptera une approche organisationnelle plus intégrée et centralisée dans le but de rationaliser davantage les activités.

Une équipe de direction forte sera nécessaire pour accomplir cette importante transformation ainsi que des agents de changement pouvant instaurer les changements culturels et efficiences nécessaires tout en continuant d'employer les actifs de production d'OPG de façon sécuritaire et fiable.

Ressources humaines

La stratégie d'OPG en matière de ressources est de réaliser la transformation des activités et d'atteindre les objectifs opérationnels en compensant l'attrition par des efficiences afin de combler les besoins futurs de l'entreprise. OPG continuera d'engager des gens compétents et verra à leur perfectionnement afin d'avoir le talent nécessaire pour maintenir le rythme de changement et son leadership. OPG a aussi un programme actif de planification de la relève et continue d'instaurer des programmes de développement du leadership à l'échelle de l'organisation.

La production d'électricité repose sur des technologies complexes faisant appel à des travailleurs compétents et bien formés. De nombreuses fonctions à OPG ne peuvent être exercées que par des personnes ayant un niveau d'études élevé et sont assorties d'exigences rigoureuses de formation continue et de renouvellement périodique des compétences. En plus de maintenir à jour son programme complet de formation interne, OPG a conclu des partenariats avec des organismes gouvernementaux, d'autres entreprises de l'industrie de l'électricité et des établissements d'enseignement pour atteindre le niveau de compétence requis.

Au 31 décembre 2011, OPG comptait environ 11 400 employés à plein temps et environ 700 employés contractuels, ouvriers occasionnels et employés temporaires. La plupart des employés à plein temps d'OPG sont représentés par deux syndicats : environ 6 600 employés par le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique et environ 3 600 employés par la Society of Energy Professionals. L'actuelle convention collective entre OPG et le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique a une durée de trois ans, qui va du 1er avril 2009 au 31 mars 2012. Des négociations pour conclure une nouvelle convention collective avec le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique sont en cours. L'actuelle convention collective entre OPG et la Society of Energy Professionals a une durée de deux ans, qui va du 1er janvier 2011 au 31 décembre 2012.

En plus de faire appel à sa main-d'œuvre permanente, OPG confie des travaux de construction aux membres de 22 syndicats de métiers ayant des droits de négociation établis sur les installations d'OPG. Ces droits de négociation sont exercés soit par l'entremise de l'Electrical Power Systems Construction Association (« EPSCA »), soit directement avec OPG. Des conventions collectives sont conclues entre la Société et ses syndicats de la construction, négociées directement ou avec l'aide de l'EPSCA, et leurs dates d'échéance se situent entre 2013 et 2020.

TENDANCES DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ DE L'ONTARIO

Dans son rapport intitulé *18-Month Outlook*, publié le 24 février 2012, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE ») a indiqué qu'en date du 25 janvier 2012, la puissance de production d'électricité installée de l'Ontario était de 34 079 MW. Au 31 décembre 2011, la capacité de production d'électricité en service d'OPG était de 19 051 MW ou d'environ 56 % de la capacité de l'Ontario. La SIERE a indiqué que l'Ontario continuerait de disposer d'un approvisionnement en électricité adéquat. La fin prévue des travaux de remise en état de deux unités Bruce d'une capacité de 1 500 MW, une nouvelle production alimentée au gaz de 400 MW et une nouvelle production de plus de 700 MW alimentée par une source d'énergie renouvelable contribuent à cette tendance positive. La production de base excédentaire devrait augmenter en fréquence et en ampleur, étant donné la mise en service de deux autres unités nucléaires et de la nouvelle ligne de transport Bruce-Milton. Le 31 décembre 2011, OPG a mis hors service les

unités 1 et 2 de la centrale Nanticoke comme prévu.

Dans son rapport, la SIERE signale que la demande d'énergie a atteint 141,2 TWh en 2011. Elle prévoit une demande de 141,8 TWh pour 2012. Cette baisse de la demande est surtout attribuable aux problèmes actuels de l'économie mondiale. La demande de pointe d'électricité prévue pour l'été, si les conditions climatiques sont normales, devrait se fixer à 23 345 MW en 2012. Les ajouts à la production de base de source nucléaire et d'énergies renouvelables ainsi que la baisse de la demande hors pointe devraient faire augmenter la fréquence et l'ampleur des événements de production de base excédentaire dès la fin du printemps 2012 et tout au long de l'été.

Les prix des combustibles peuvent avoir une incidence importante sur les revenus et la marge brute d'OPG. Le prix du gaz naturel au Henry Hub a atteint une moyenne de 4,00 $ US/MMBtu en 2011. Cette baisse de 9 % par rapport au prix de 4,39 $ US/MMBtu en 2010 est attribuable surtout à la saturation du marché nord-américain. Les prix du charbon de l'Est se sont établis en moyenne à 73,50 $ la tonne en 2011, soit 16 % de moins qu'en 2010, alors que les prix du charbon du bassin Powder River ont été en moyenne de 13,70 $ la tonne en 2011, ce qui représente une diminution de 5 %. Les fondamentaux en baisse du secteur de la production d'électricité et le faible marché mondial du charbon ont entraîné un recul global des prix du charbon.

La stratégie d'achat qui consiste à utiliser une combinaison de contrats à long terme et de contrats au comptant et une combinaison de contrats à prix fixes et à prix variables en fonction du marché, ainsi que le long délai entre l'achat de l'uranium et son traitement et la production des grappes de combustible jusqu'à l'imputation dans les coûts du combustible tendent à atténuer les répercussions que peuvent avoir les variations à court terme du prix de l'uranium sur OPG. Le prix moyen du marché au comptant de l'uranium s'établissait à 51,88 $ US la livre à la fin de l'année, ce qui représente une légère diminution par rapport au prix de 52,25 $ US la livre à la fin du troisième trimestre et une importante baisse par rapport au prix de 62,26 $ US la livre au début de 2011. Le prix moyen à long terme de l'industrie de l'uranium a terminé l'année à 62,00 $ US la livre, soit une diminution sur le prix de 63,50 $ US la livre atteint à la fin du troisième trimestre et de 66,00 $ US atteint au début de 2011.

SECTEURS D'ACTIVITÉ

OPG compte les cinq secteurs d'activité isolables suivants : Production nucléaire réglementée, Gestion des déchets nucléaires réglementée, Production hydroélectrique réglementée, Production hydroélectrique non réglementée et Production thermique non réglementée.

En 2010, OPG a conclu divers contrats sur l'énergie et contrats de ventes connexes afin de couvrir le risque de variation des prix des marchandises lié aux fluctuations des prix de l'électricité sur le marché au comptant de l'électricité de l'Ontario. Les contrats qui sont désignés à titre de couvertures des revenus de production d'OPG sont inclus dans les secteurs Production hydroélectrique non réglementée et Production thermique non réglementée. Les gains ou les pertes liés à une telle opération de couverture sont portés en résultat sur la durée du contrat lorsque l'opération sous-jacente a lieu. Au cours de 2011, OPG n'a conclu aucun contrat sur l'énergie ni aucun contrat de ventes connexe afin de couvrir le risque de variation des prix des marchandises.

Production nucléaire réglementée

Le secteur Production nucléaire réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales nucléaires qu'OPG possède et exploite. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales nucléaires Pickering A et B et Darlington. Ce secteur comprend aussi les revenus tirés d'un contrat de location et d'ententes liées conclus avec Bruce Power qui visent les centrales nucléaires Bruce. Ces revenus comprennent des revenus locatifs et les revenus tirés de services comme les ventes d'eau lourde et la détritiation. Des revenus sont aussi tirés de la vente d'isotopes et de services auxiliaires. Les revenus connexes sont gagnés au moyen des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive. Les revenus tirés de la vente d'isotopes et de services auxiliaires sont compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour les installations nucléaires d'OPG.

Gestion des déchets nucléaires réglementée

Les activités du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée consistent en la gestion du combustible nucléaire irradié de faible activité ou de moyenne activité, le déclassement des centrales nucléaires d'OPG (y compris les centrales louées à Bruce Power), la gestion des Fonds nucléaires et les activités connexes, y compris l'inspection et l'entretien des installations de stockage des déchets. Par conséquent, une charge de désactualisation des passifs nucléaires et le rendement des Fonds nucléaires sont présentés dans ce secteur.

Au fil de l'exploitation des centrales nucléaires, OPG engage des coûts variables liés au combustible irradié de faible activité et de moyenne activité qui est produit. Ces coûts font augmenter les passifs nucléaires en raison de la production de grappes de combustible irradié additionnelles et d'autres déchets. Ces coûts variables sont imputés aux activités à court terme du secteur Production nucléaire réglementée afin de refléter le coût de production de l'énergie et les revenus tirés du contrat de location et d'ententes liées conclus avec Bruce Power. Puisque les coûts variables font augmenter les passifs nucléaires du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée, OPG comptabilise une charge intersectorielle entre les secteurs Production nucléaire réglementée et Gestion des déchets nucléaires réglementée. L'incidence de cette charge intersectorielle entre ces secteurs est éliminée dans les

états des résultats et les bilans consolidés d'OPG.

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée est jugé réglementé puisque les coûts liés aux passifs nucléaires sont inclus dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production des installations nucléaires réglementées d'OPG.

Production hydroélectrique réglementée

Le secteur Production hydroélectrique réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant de la plupart des centrales hydroélectriques de base d'OPG. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, et les installations hydroélectriques R.H. Saunders. Des revenus connexes sont gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services auxiliaires, y compris des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de réglage de production automatique et d'autres services. Ces revenus connexes sont compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour ces installations.

Production hydroélectrique non réglementée

Le secteur Production hydroélectrique non réglementée exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales hydroélectriques qui n'est pas soumise à la réglementation des tarifs. Des revenus connexes sont gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services auxiliaires, y compris des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de réglage de production automatique et d'autres services.

Production thermique non réglementée

Le secteur Production thermique non réglementée exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales thermiques qui ne sont pas soumises à la réglementation des tarifs. Des revenus connexes sont gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services auxiliaires, y compris des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des services de réglage de production automatique et d'autres services.

Divers

Le secteur Divers comprend les revenus qu'OPG tire de sa participation de 50 % dans la coentreprise Brighton Beach Power Limited Partnership (« Brighton Beach ») relativement à une convention de conversion énergétique entre Brighton Beach et Shell Energy North America (Canada) Inc. Le secteur comprend également les revenus qu'OPG tire de sa quote-part de 50 % des résultats de la centrale alimentée au gaz du PEC, qui est détenue en copropriété avec TransCanada Energy Ltd. et est exploitée en vertu d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre accéléré conclu avec l'OEO. Les revenus et les charges liés aux activités de négociation et aux activités autres que de couverture d'OPG sont aussi inclus dans ce secteur. Dans le cadre de ces activités, OPG effectue des opérations essentiellement à court terme, de un an ou moins, avec des contreparties de l'Ontario et des marchés de l'énergie avoisinants. Ces activités se rapportent essentiellement à l'énergie physique, qui est achetée et vendue aux limites de la province d'Ontario, et à la vente de produits de gestion des risques financiers et de produits liés à l'énergie. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont comptabilisés à titre d'actifs ou de passifs à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les autres revenus. En outre, ce secteur comprend les revenus tirés des locations immobilières.

INDICATEURS CLÉS DE LA PRODUCTION ET DU RENDEMENT FINANCIER

Les indicateurs de rendement clés qui sont directement liés au mandat et aux stratégies d'affaires d'OPG sont les mesures de l'efficacité de la production, de la rentabilité et de la performance sur le plan environnemental. OPG évalue la performance de ses centrales à l'aide de divers indicateurs de performance clés, qui varient selon la technologie de production. Ces indicateurs sont définis dans la présente rubrique et sont analysés dans la section *Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité*.

Facteur de capacité des unités de production nucléaire

Les centrales nucléaires d'OPG fonctionnent à titre d'installations de base en raison de leurs faibles coûts marginaux et ne sont pas conçues pour des niveaux de production variables qui répondent aux demandes de pointe. Le facteur de capacité des unités de production nucléaire est une mesure clé de la performance des centrales nucléaires. Il s'agit de la quantité d'énergie produite par les unités sur une période donnée, ajustée en fonction de contraintes externes comme les limites liées au transport ou à la demande, exprimée en pourcentage de la quantité d'énergie qui aurait été produite au cours de la même période si la production des unités avait été optimale. Les facteurs de capacité sont principalement touchés par les indisponibilités planifiées et fortuites de la production. Selon la définition de l'industrie, les facteurs de capacité excluent les cas de non-disponibilité liée au réseau et les baisses importantes de la température des lacs.

Taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales thermiques et hydroélectriques

Les centrales thermiques d'OPG fournissent une source d'énergie souple et peuvent fonctionner en tant qu'installations de base, à capacité intermédiaire et à capacité de pointe, selon leurs caractéristiques et la demande du marché. Les centrales hydroélectriques d'OPG, qui fonctionnent en tant qu'installations de base, à capacité intermédiaire et à capacité de pointe, fournissent une source d'énergie renouvelable

sûre, fiable et à faible coût. Une mesure clé de la fiabilité des centrales thermiques et hydroélectriques est la proportion de temps pendant lequel elles sont disponibles pour produire de l'électricité lorsque c'est nécessaire. Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente est un indice de la fiabilité de l'unité de production obtenu en comparant le temps d'indisponibilité d'une unité de production attribuable à des événements fortuits, y compris tout déclassement forcé, avec son temps de disponibilité.

Pour ce qui est de ses centrales thermiques, OPG poursuit sa stratégie de veiller à ce que les unités soient disponibles selon les besoins et d'optimiser l'offre sur le réseau de l'électricité produite par les unités alimentées au charbon afin de réduire les dommages causés à l'équipement par les mises en marche et les arrêts fréquents. De plus, OPG a corrigé la durée et la portée des interruptions, quand cela était justifié, en tenant compte de la limite de production d'électricité en raison des plafonds d'émission de CO_2, de la baisse de la demande sur le réseau et du fonctionnement futur prévu de la centrale, afin de réduire les dépenses de maintenance connexes, notamment les dépenses en immobilisations, la main-d'œuvre et les heures supplémentaires. Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales thermiques en 2011 reflétait cette stratégie.

Étant donné les changements constants dont le marché de l'électricité en Ontario fait l'objet, l'objectif premier du secteur de la production thermique est de fournir de la capacité selon les besoins. La mesure de performance liée au taux d'indisponibilité fortuite équivalente est devenue moins significative. En 2012, le secteur de la production thermique adoptera la garantie de mises en marche à titre de principale mesure de la performance. Cette mesure représente le ratio des activations de centrale présentées à la SIERE qui sont admissibles pour des paiements de garantie d'activation, en comparaison du nombre de paiements non reçus lorsque les unités thermiques ne se sont pas synchronisées en temps opportun ou n'ont pas respecté les exigences minimales d'activation réussie. Le secteur de la production thermique a fait un suivi de la performance selon la mesure de la garantie d'activation en 2011 en prévision de ce changement.

Disponibilité hydroélectrique

La disponibilité hydroélectrique est une mesure de la fiabilité d'une unité de production hydroélectrique. Elle est représentée par le pourcentage du temps, au cours d'une période donnée, pendant lequel une unité est en mesure de fournir sa production, qu'elle soit en service ou non, comparativement à la durée totale de la période.

Coût énergétique de l'unité de production nucléaire

Le coût énergétique de l'unité de production nucléaire est utilisé pour mesurer la rentabilité, sur le plan des coûts de production liés à l'exploitation, des actifs de production nucléaire d'OPG. Le coût énergétique de l'unité de production nucléaire correspond au coût total du combustible nucléaire, des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, y compris les coûts non sectoriels répartis, des coûts variables liés à l'évacuation des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité, et des coûts variables liés à l'évacuation du combustible irradié et à son stockage, divisés par le total de l'énergie nucléaire produite.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh sont utilisées pour mesurer la rentabilité des centrales hydroélectriques. Cette mesure correspond au total des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique, exclusion faite des frais liés au règlement de griefs historiques avec les Premières nations, mais y compris les coûts non sectoriels répartis, divisés par l'énergie hydroélectrique produite.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production thermique par MWh

Puisque les centrales thermiques sont principalement utilisées au cours des périodes de demande intermédiaire et de pointe, la rentabilité de ces centrales est mesurée en fonction du total des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration annualisées pour la période, y compris les coûts non sectoriels répartis, divisés par la capacité ajustée moyenne pondérée des centrales.

Rendement des capitaux propres

RCP est un indicateur du rendement d'OPG qui est conforme à ses objectifs d'exercer ses activités en visant le maintien de sa viabilité financière et de préserver la valeur revenant à son actionnaire. Le RCP correspond au bénéfice net divisé par les capitaux propres moyens, compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu. Cette mesure n'est pas définie selon les PCGR du Canada. Se reporter au RCP calculé à la section *Autres mesures financières non conformes aux PCGR*.

Cet indicateur clé du rendement n'est pas une mesure conforme aux PCGR du Canada et ne devrait pas être considéré à titre de substitut au bénéfice net ou à toute autre mesure de rendement selon les PCGR du Canada. OPG est d'avis que cette mesure financière non conforme aux PCGR est un indicateur efficace de son rendement et est conforme à ses objectifs d'exercer ses activités en visant le maintien de sa viabilité financière et de préserver la valeur revenant à son actionnaire.

Autres indicateurs clés

En plus des indicateurs de performance, de rendement et de rentabilité, OPG a relevé certains indicateurs environnementaux. Ces indicateurs sont analysés à la section *Gestion des risques*.

ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

Cette section présente un sommaire des résultats clés d'OPG par secteur pour 2011 et 2010. Le tableau qui suit présente un sommaire des revenus, du bénéfice et de la production d'électricité pour chaque secteur d'activité :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2011	2010
Revenus		
Production nucléaire réglementée	**3 064**	3 030
Gestion des déchets nucléaires réglementée	**57**	45
Production hydroélectrique réglementée	**729**	734
Production hydroélectrique non réglementée	**492**	497
Production thermique non réglementée	**608**	936
Divers	**166**	168
Éliminations	**(55)**	(43)
	5 061	5 367
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices		
Production nucléaire réglementée	**361**	302
Gestion des déchets nucléaires réglementée	**(194)**	8
Production hydroélectrique réglementée	**341**	316
Production hydroélectrique non réglementée	**110**	129
Production thermique non réglementée	**(132)**	(68)
Divers	**106**	78
	592	765
Production d'électricité *(TWh)*		
Production nucléaire réglementée	**48,6**	45,8
Production hydroélectrique réglementée	**19,5**	18,9
Production hydroélectrique non réglementée	**12,9**	11,7
Production thermique non réglementée	**3,7**	12,2
Total de la production d'électricité	**84,7**	88,6

Production nucléaire réglementée

(en millions de dollars)	2011	2010
Ventes de la production réglementée	**2 691**	2 499
Comptes d'écarts	**48**	260
Divers	**325**	271
Total des revenus	**3 064**	3 030
Charges liées au combustible	**256**	215
Comptes d'écarts	**(13)**	(30)
Total des charges liées au combustible	**243**	185
Marge brute	**2 821**	2 845
Exploitation, maintenance et administration	**1 964**	2 104
Amortissement	**473**	398
Impôt foncier et impôt sur le capital	**26**	39
Bénéfice avant autres (gains) pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	**358**	304
Autres (gains) pertes	**(3)**	2
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**361**	302

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur Production nucléaire réglementée s'est établi à 361 millions de dollars en 2011, contre 302 millions de dollars en 2010. Cette hausse tient surtout à l'augmentation des revenus de production et à la diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, en partie contrebalancées par une baisse des revenus liés aux comptes d'écarts réglementaires et une hausse de la dotation aux amortissements et des charges liées au combustible.

La hausse des revenus de production de 192 millions de dollars en 2011 par rapport à 2010 est surtout attribuable à une augmentation du volume de production de 2,8 TWh, qu'expliquent principalement l'excellent rendement de la centrale Darlington et une diminution du nombre de jours d'interruptions planifiées et fortuites en 2011 comparativement à 2010.

La baisse des revenus liés aux comptes d'écarts réglementaires de 212 millions de dollars en 2011 par rapport à 2010 est surtout liée à l'arrêt des ajouts au compte d'écarts de pertes fiscales, avec prise d'effet le 1er mars 2011, selon la décision de mars 2011 de la CEO. Le compte d'écarts de pertes fiscales comprenait la différence entre le montant de l'atténuation inclus dans les tarifs réglementés approuvés en vigueur avant le 1er mars 2011 et la réduction des besoins de revenus provenant des pertes fiscales recalculés pour tenir compte de la décision de 2008 de la CEO au sujet des tarifs réglementés.

La baisse des revenus liés aux comptes d'écarts réglementaires est également attribuable au compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce. La réduction conditionnelle des revenus dans l'avenir, prévue dans le contrat de location conclu avec Bruce Power (« contrat de location des centrales Bruce »), est traitée comme un dérivé selon le chapitre 3855, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », du *Manuel de l'ICCA* (« chapitre 3855 »). Les dérivés sont évalués à la juste valeur et les variations de la juste valeur sont constatées dans les états des résultats consolidés. En raison de la réduction

de la moyenne arithmétique annuelle future prévue du PHEO moyen au cours de 2011, la juste valeur du dérivé constituant un passif a augmenté pour s'établir à 186 millions de dollars au 31 décembre 2011 comparativement à 163 millions de dollars au 31 décembre 2010, soit une hausse de 23 millions de dollars. Pour 2010, la juste valeur du dérivé constituant un passif incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce avait augmenté de 45 millions de dollars. Puisque les variations de la juste valeur de ce dérivé sont comptabilisées dans les revenus de production autres que d'électricité, en plus d'une variation correspondante de l'actif réglementaire du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce, il n'y a pas d'incidence sur le bénéfice relative à la variation de la juste valeur du dérivé constituant un passif.

La hausse de la dotation aux amortissements de 75 millions de dollars en 2011 par rapport à 2010 est surtout imputable à l'augmentation de la dotation aux amortissements due au recouvrement des soldes réglementaires qui fait suite à la décision de mars 2011 de la CEO au sujet des nouveaux tarifs réglementés.

Les charges liées au combustible ont atteint 243 millions de dollars pour 2011, comparativement à 185 millions de dollars pour 2010. La hausse des charges liées au combustible en 2011 se rattache surtout à l'incidence du compte d'écarts réglementaires relatif aux coûts du combustible nucléaire, compte qui a été supprimé par la CEO dans sa décision prenant effet le 1er mars 2011, et à la hausse des prix du combustible nucléaire et des volumes de production en 2011.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration ont atteint 1 964 millions de dollars pour 2011, comparativement à 2 104 millions de dollars pour 2010. Cette diminution de 140 millions de dollars est en grande partie attribuable à une baisse des interruptions planifiées et des activités des projets ainsi qu'à une réduction des frais d'aménagement de nouvelles installations nucléaires et des coûts de remise en état de la capacité, déduction faite de l'incidence des comptes d'écarts réglementaires connexes. La diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration a été en partie contrebalancée par l'augmentation des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, déduction faite de l'incidence du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, et par la hausse des coûts de maintenance. L'augmentation des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite tient essentiellement à une baisse des taux d'actualisation utilisés en 2011.

Les facteurs de capacité pour chacune des centrales nucléaires et le coût énergétique de l'unité de production pour 2011 et 2010 s'établissent comme suit :

	2011	2010
Facteur de capacité des unités de production *(%)*		
Darlington	**95,2**	87,6
Pickering A	**67,9**	62,4
Pickering B	**76,2**	76,3
Coût énergétique de l'unité de production nucléaire *($/MWh)*	**43,79**	47,04

Le facteur de capacité a été plus élevé à la centrale Darlington en 2011 qu'en 2010 étant donné surtout la baisse des jours d'interruption planifiée et fortuite. Le facteur de capacité a été plus élevé à la centrale Pickering A en 2011 qu'en 2010 parce que le nombre de jours d'interruption planifiée a baissé à la centrale en 2011, surtout parce qu'en 2010, il y a eu une interruption planifiée pour faire les contrôles en bâtiment sous vide à la centrale Pickering; la baisse a été en partie contrebalancée par une augmentation des jours d'interruption fortuite en 2011. Le facteur de capacité a été moins élevé à la centrale Pickering B en 2011 qu'en 2010 surtout du fait de la hausse des jours d'interruption fortuite au quatrième trimestre de 2011, en partie contrebalancée par la baisse des jours d'interruption planifiée en 2011.

La baisse du coût énergétique de l'unité de production nucléaire en 2011 comparativement à 2010 résulte surtout de la hausse de la production et d'une diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, en partie contrebalancées par la hausse des charges liées au combustible.

Gestion des déchets nucléaires réglementée

(en millions de dollars)	**2011**	2010
Revenus	**57**	45
Exploitation, maintenance et administration	**65**	52
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**695**	653
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(509)**	(668)
(Perte) bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**(194)**	8

La perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée s'est établie à 194 millions de dollars pour 2011, qui contraste avec un bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices de 8 millions de dollars pour 2010. La chute du bénéfice en 2011 par rapport à 2010 est surtout attribuable à la baisse de rendement des Fonds nucléaires et à l'augmentation de la charge de désactualisation.

Le rendement des Fonds nucléaires pour 2011 a atteint 509 millions de dollars comparativement à 668 millions de dollars pour 2010. Avant l'incidence atténuante du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce, le rendement s'est établi à 461 millions de dollars pour 2011, une baisse de 375 millions de dollars en regard du rendement de 836 millions de dollars enregistré pour 2010. La baisse du rendement des Fonds nucléaires s'explique essentiellement par une diminution du rendement du Fonds de déclassement amenée par un repli des évaluations sur les marchés des capitaux mondiaux au troisième trimestre de 2011. En 2011, OPG a comptabilisé une augmentation de 48 millions de dollars de l'actif réglementaire du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce, ce qui a fait monter le rendement total des Fonds nucléaires. En 2010, OPG avait comptabilisé une diminution de 168 millions de dollars de l'actif réglementaire du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce qui reflétait une baisse du rendement des Fonds nucléaires.

L'augmentation de la charge de désactualisation en 2011 comparativement à 2010 est surtout attribuable à une hausse de la valeur actualisée des passifs nucléaires due au passage du temps.

Production hydroélectrique réglementée

(en millions de dollars)	2011	2010
Ventes de la production réglementée[1]	**684**	697
Comptes d'écarts	**13**	5
Divers	**32**	32
Revenus	**729**	734
Charges liées au combustible	**263**	254
Comptes d'écarts	**(2)**	(8)
Total des charges liées au combustible	**261**	246
Marge brute	**468**	488
Exploitation, maintenance et administration	**108**	99
Amortissement	**38**	62
Impôt foncier et impôt sur le capital	**–**	11
Bénéfice avant autres gains, intérêts et impôts sur les bénéfices	**322**	316
Autres gains	**19**	–
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**341**	316

1 Pour les exercices clos les 31 décembre 2011 et 2010, les ventes du secteur Production hydroélectrique réglementée comprenant les revenus liés au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité de respectivement 15 millions de dollars et 14 millions de dollars.

Pour 2011, le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur Production hydroélectrique réglementée s'est établi à 341 millions de dollars, contre 316 millions de dollars pour 2010. L'augmentation du bénéfice est surtout attribuable à une baisse de la dotation aux amortissements et de la réalisation d'autres gains, étant donné la réduction de la provision pour les passifs environnementaux, et la baisse de l'impôt foncier et de l'impôt sur le capital étant donné l'élimination de l'impôt sur le capital depuis juillet 2010. L'augmentation a été en partie contrebalancée par la baisse de la marge brute et la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. La marge brute pour 2011 accuse une baisse comparativement à 2010 puisque la décision de mars 2011 de la CEO a fait baisser les prix; mais la baisse des prix a été en partie contrebalancée par une hausse de la production d'électricité de 0,6 TWh.

La hausse des charges liées au combustible en 2011 par rapport à 2010 est surtout imputable à la hausse du volume de production.

La baisse de la dotation aux amortissements tient surtout à la diminution de la dotation aux amortissements pour les soldes réglementaires par suite de la décision de mars 2011 de la CEO.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont établies à 108 millions de dollars, contre 99 millions de dollars pour 2010. La hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration pour 2011 par rapport à 2010 résulte surtout de l'augmentation des activités de maintenance et de l'augmentation des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, déduction faite de l'incidence du compte d'écarts réglementaires connexe.

La disponibilité, le taux d'indisponibilité fortuite équivalente et les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh pour le secteur Production hydroélectrique réglementée pour 2011 et 2010 se présentent comme suit :

	2011	2010
Disponibilité *(%)*	**89,7**	92,8
Taux d'indisponibilité fortuite équivalente *(%)*	**1,3**	0,3
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique réglementée par MWh *($/MWh)*	**5,54**	5,24

La baisse de disponibilité en 2011 comparativement à 2010 s'explique essentiellement par la hausse des activités de maintenance planifiées et des interruptions fortuites en 2011. Le maintien d'une disponibilité élevée continue et d'un faible taux d'indisponibilité fortuite équivalente reflète la solide performance de ces centrales hydroélectriques.

La hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 par rapport à l'exercice 2010 est attribuable aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration plus élevées, en partie contrebalancées par une production accrue.

Production hydroélectrique non réglementée

(en millions de dollars)	2011	2010
Ventes sur le marché au comptant, déduction faite des instruments de couverture	**412**	449
Divers	**80**	48
Total des revenus	**492**	497
Charges liées au combustible	**75**	64
Marge brute	**417**	433
Exploitation, maintenance et administration	**236**	230
Amortissement	**75**	70
Impôt foncier et impôt sur le capital	**(2)**	4
Bénéfice avant autres gains, intérêts et impôts sur les bénéfices	**108**	129
Autres gains	**2**	–
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**110**	129

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices pour 2011 s'est établi à 110 millions de dollars alors qu'il avait été de 129 millions de dollars pour 2010. La baisse du bénéfice s'explique principalement par une diminution des revenus de production et une augmentation des charges liées au combustible, en partie contrebalancées par la hausse des revenus divers.

Les revenus tirés des ventes sur le marché au comptant ont diminué de 37 millions de dollars en 2011 par rapport à 2010, surtout parce que la baisse du PHEO moyen en 2011 a eu une certaine incidence que la hausse de la production d'électricité en 2011 due aux débits d'eau plus élevés a cependant contrebalancée en partie. Les revenus divers ont augmenté de 32 millions de dollars en 2011 par rapport à 2010 essentiellement du fait des revenus additionnels tirés d'une convention d'approvisionnement en énergie liée aux centrales Upper Mattagami. Ces centrales ont été mises en service au cours du quatrième trimestre de 2010.

La hausse des charges liées au combustible en 2011 par rapport à 2010 est surtout imputable à la hausse du volume de production.

La disponibilité, le taux d'indisponibilité fortuite équivalente et les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh pour le secteur Production hydroélectrique non réglementée pour 2011 et 2010 se présentent comme suit :

	2011	2010
Disponibilité *(%)*	**91,5**	91,6
Taux d'indisponibilité fortuite équivalente *(%)*	**1,6**	2,1
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique non réglementée par MWh *($/MWh)*	**17,91**	17,95

La disponibilité en 2011 et en 2010 a été respectivement de 91,5 % et 91,6 %. La baisse du taux d'indisponibilité fortuite équivalente en 2011 par rapport à 2010 est l'effet principalement de la diminution des interruptions fortuites dans les centrales des groupes du nord-est et Outaouais/Saint-Laurent. La disponibilité élevée et le faible taux d'indisponibilité fortuite équivalente reflètent la solide performance continue des centrales hydroélectriques.

La baisse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh en 2011 comparativement à 2010 est surtout attribuable à l'incidence d'une production accrue, en partie contrebalancée par des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration plus élevées.

Production thermique non réglementée

(en millions de dollars)	**2011**	2010
Ventes sur le marché au comptant, déduction faite des instruments de couverture	**123**	530
Entente de soutien d'urgence	**363**	258
Divers	**122**	148
Revenus	**608**	936
Charges liées au combustible	**175**	405
Marge brute	**433**	531
Exploitation, maintenance et administration	**414**	453
Amortissement	**88**	99
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	**7**	7
Impôt foncier et impôt sur le capital	**15**	13
Restructuration à la suite de la fermeture de centrales au charbon	**21**	27
Perte avant autres pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	**(112)**	(68)
Autres pertes	**(20)**	–
Perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**(132)**	(68)

La perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices pour 2011 s'est établie à 132 millions de dollars comparativement à 68 millions de dollars pour 2010. Cette augmentation de la perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices provient surtout d'une baisse de la marge brute et d'une perte attribuable à la modification de l'estimation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations en 2011, qui a été présentée dans les autres pertes. Ces diminutions du bénéfice ont été en partie contrebalancées par une baisse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et de la dotation aux amortissements en 2011 par rapport à 2010.

La marge brute a reculé en 2011 par rapport à 2010 en raison principalement d'une forte réduction du volume de production de 8,5 TWh et de la baisse des prix de vente de l'électricité. La marge brute pour 2011 a aussi subi l'incidence défavorable des coûts de combustibles plus élevés dus aux ajustements favorables du stock de charbon en 2010, ainsi que des dépenses engagées par suite d'ajustements aux contrats d'achat de charbon en 2011. Ces diminutions de la marge brute ont été en partie contrebalancées par une hausse des revenus relative à l'entente de soutien d'urgence pour les centrales Nanticoke et Lambton.

En septembre 2011, OPG a procédé à l'examen des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations pour la majorité de ses centrales thermiques. Par suite de cet examen, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations estimatives ont augmenté, entraînant une perte de 18 millions de dollars comptabilisée dans le secteur Production thermique pour 2011. Un gain lié à la centrale déclassée R.L. Hearn est compris dans le secteur Divers. L'incidence nette de l'examen est présentée à la rubrique *Modifications de conventions et d'estimations comptables*.

La réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration en 2011 comparativement à 2010 est surtout attribuable au maintien des programmes de gestion des postes à pourvoir et des heures supplémentaires et à la diminution de l'ampleur des travaux liés aux modifications des profils d'exploitation et à la fermeture d'unités à la centrale Nanticoke en 2011.

La dotation aux amortissements a diminué en 2011 par rapport à 2010 parce qu'en 2010, il y a eu une charge d'amortissement accéléré pour la fermeture de quatre unités comparativement à deux unités en 2011.

Des charges de restructuration de 21 millions de dollars au titre des indemnités de départ ont été comptabilisées en 2011 par suite de la fermeture de deux autres unités alimentées au charbon à la centrale Nanticoke en 2011. En 2010, des charges de restructuration de 27 millions de dollars ont été comptabilisées relativement à la fermeture en 2010 de quatre unités alimentées au charbon.

Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente et les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh pour le secteur Production thermique non réglementée pour 2011 et 2010 se présentent comme suit :

	2011	2010
Taux d'indisponibilité fortuite équivalente *(%)*	**9,2**	7,3
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production thermique non réglementée par MW *(en milliers de dollars/MW)*	**66,30**	59,00

La hausse du taux d'indisponibilité fortuite équivalente en 2011 par rapport à 2010 s'explique essentiellement par le nombre plus élevé de jours d'interruption fortuite aux centrales Nanticoke et Lambton. Le nombre plus élevé de jours d'interruption fortuite était prévu compte tenu de la mise en œuvre d'une stratégie de gestion qui consiste à surveiller la durée et la portée des interruptions ainsi que les dépenses qui s'y rapportent, tout en s'assurant que les unités demeurent disponibles, au besoin, pendant les périodes de production réduite.

La hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MW en 2011 par rapport à 2010 fait suite à la réduction de la capacité de production thermique d'OPG vers la fin de 2010 due à la fermeture d'unités, et à la réduction de capacité de la centrale Nanticoke au cours du deuxième trimestre de 2011, en partie contrebalancées par une baisse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration en 2011.

Divers

(en millions de dollars)	**2011**	2010
Revenus	**166**	168
Exploitation, maintenance et administration	**24**	18
Amortissement	**49**	59
Impôt foncier et impôt sur le capital	**12**	10
Bénéfice avant autres (gains) pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	**81**	81
Autres (gains) pertes	**(25)**	3
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**106**	78

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur Divers pour 2011 s'est établi à 106 millions de dollars comparativement à 78 millions de dollars pour 2010. Cette hausse du bénéfice s'explique principalement par les gains comptabilisés par suite de la révision des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations pour les centrales thermiques d'OPG en 2011. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relatives à la centrale déclassée R.L. Hearn ont été réduites, donnant lieu à un gain de 20 millions de dollars comptabilisé dans le secteur Divers.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des secteurs de production comprennent des honoraires de services intersectoriels qui se rapportent à l'utilisation de certaines immobilisations corporelles et de certains actifs incorporels du secteur Divers. Le total des honoraires de services est porté en réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de ce secteur. Les honoraires de services compris dans les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par secteur en 2011 et 2010 sont comme suit :

(en millions de dollars)	**2011**	2010
Production nucléaire réglementée	**22**	25
Production hydroélectrique réglementée	**2**	2
Production hydroélectrique non réglementée	**4**	3
Production thermique non réglementée	**7**	8
Divers	**(35)**	(38)

Les achats et les ventes interconnectés (y compris les livraisons du physique sous-jacent) et les gains et les pertes latents évalués à la valeur de marché sur les contrats de négociation d'énergie sont présentés au montant net dans les états des résultats consolidés. En 2011 et 2010, s'ils avaient été présentés au montant brut, les revenus et les achats d'électricité auraient augmenté de 69 millions de dollars.

Outre le dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce, reflété dans le secteur Production nucléaire réglementée, les variations de la juste valeur des instruments dérivés non admissibles à la comptabilité de couverture sont constatées dans les revenus, et les justes valeurs des instruments dérivés sont constatées dans les bilans consolidés à titre d'actifs ou de passifs. La valeur comptable et les notionnels

des instruments dérivés sont présentés à la note 13 des états financiers consolidés annuels audités aux 31 décembre 2011 et 2010 et pour les exercices clos à ces dates.

Intérêts débiteurs, montant net

Les intérêts débiteurs, montant net, pour 2011 ont diminué de 11 millions de dollars pour s'établir à 165 millions de dollars, comparativement à 176 millions de dollars pour 2010. Cette baisse est surtout attribuable à une hausse des intérêts créditeurs sur les placements à court terme et au taux d'intérêt moins élevé sur la dette à long terme.

Impôts sur les bénéfices

OPG suit la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts de tous ses secteurs d'activité et comptabilise un actif ou un passif réglementaire correspondant pour les impôts futurs qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle pour l'électricité produite par les installations réglementées d'OPG.

La charge d'impôts pour 2011 s'est établie à 11 millions de dollars et contraste avec un recouvrement d'impôts de 60 millions de dollars pour 2010. La hausse de la charge d'impôts est surtout imputable à une augmentation des bénéfices, compte non tenu du rendement tiré des Fonds nucléaires, en 2011. Le rendement des Fonds nucléaires ne devient imposable qu'au moment du retrait.

Dans sa décision prise en 2011 à l'égard des tarifs réglementés, la CEO a autorisé le maintien du compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes. Ce compte comptabilise les variations des impôts sur les bénéfices, de l'impôt sur le capital et de certaines autres charges fiscales liées aux secteurs à tarifs réglementés, comparativement aux charges approuvées par la CEO lors de l'établissement des tarifs réglementés, ces variations étant dues aux modifications apportées aux taux d'imposition ou aux règles de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) ou de la *Loi de 2007 sur les impôts* (Ontario), dans sa version modifiée par la *Loi de 1998 sur l'électricité*, ainsi qu'aux nouvelles cotisations d'impôt. Les variations dues aux nouvelles cotisations d'impôt relatives aux années d'imposition antérieures qui ont une incidence sur les impôts exigibles liés aux activités à tarifs réglementés pour les périodes postérieures au 31 mars 2008 sont comprises dans le compte. De plus, le compte d'écarts comptabilise certains changements aux charges d'impôt foncier.

En 2011 et 2010, OPG a constaté une augmentation du passif réglementaire de respectivement 27 millions de dollars et 19 millions de dollars dans le compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes qui tient principalement à l'incidence des crédits d'impôt à l'investissement sur les dépenses de recherche scientifique et de développement expérimental admissibles, des nouvelles cotisations d'impôt des années d'imposition antérieures et de la baisse par rapport aux prévisions des taux d'impôt sur les bénéfices des sociétés et des taux d'impôt sur le capital prévus par la loi. L'incidence du compte d'écarts est comptabilisée dans le poste de l'état des résultats reflétant la nature de l'élément sous-jacent qui a donné lieu aux écarts. Par conséquent, en 2011, OPG a comptabilisé des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration additionnelles de 22 millions de dollars, des charges d'impôts sur les bénéfices et d'impôt sur le capital additionnelles de 2 millions de dollars chacune, et des intérêts débiteurs additionnels de 1 million de dollars. En 2010, OPG avait comptabilisé des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration additionnelles de 14 millions de dollars, une charge d'impôt sur le capital additionnelle de 11 millions de dollars et une diminution de la charge d'impôts sur les bénéfices de 6 millions de dollars.

Rendement des capitaux propres

RCP est une mesure financière non conforme aux PCGR tel qu'il est défini à la section *Indicateurs clés de la production et du rendement financier* et tel qu'il est calculé à la section *Autres mesures financières non conformes aux PCGR*.

Le RCP en 2011 a été de 5,0 % comparativement à 8,3 % en 2010. La baisse du RCP résulte surtout de la diminution du bénéfice net de 2011 par rapport au bénéfice net pour 2010. La diminution du bénéfice net provient surtout de la baisse du rendement des Fonds nucléaires, de la baisse des revenus liés aux montants comptabilisés dans le compte d'écarts réglementaires pour les pertes fiscales, ainsi que de l'augmentation des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, principalement attribuable à la baisse des taux d'actualisation, et de l'incidence de la baisse des prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario pour le secteur Production hydroélectrique non réglementée. Ces baisses ont été en partie contrebalancées par une augmentation de la production aux centrales nucléaires d'OPG et par une baisse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Les principales sources de liquidités et de capital d'OPG sont les flux de trésorerie provenant de l'exploitation, le financement bancaire et les facilités de crédit fournies par la SFIEO, ainsi que le financement sur les marchés financiers. Ces sources sont utilisées à de nombreuses fins, notamment l'investissement dans les centrales et les technologies; l'acquittement des obligations de financement, y compris les cotisations aux caisses de retraite, au Fonds pour combustible irradié et au Fonds de déclassement; et le service et le remboursement de la dette à long terme.

Les variations de la trésorerie et des équivalents de trésorerie pour 2011 et 2010 sont comme suit :

(en millions de dollars)	**2011**	2010
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	**280**	71
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	**990**	817
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	**(1 138)**	(945)
Flux de trésorerie provenant des activités de financement	**510**	337
Augmentation nette	**362**	209
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	**642**	280

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont établis à 990 millions de dollars en 2011, contre 817 millions de dollars en 2010. L'augmentation des flux de trésorerie est principalement attribuable à la baisse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et à la diminution des achats de combustible et des versements d'impôts, et a été en partie contrebalancée par la baisse des rentrées résultant d'une diminution des revenus de production en 2011 comparativement à 2010.

Activités d'investissement

La production d'électricité est un secteur d'activité hautement capitalistique, qui exige des investissements continus dans les centrales et les technologies pour améliorer l'efficacité de l'exploitation, augmenter la capacité de production des centrales existantes, investir dans de nouvelles centrales et maintenir et améliorer le service, la fiabilité, la sécurité et le rendement sur le plan de l'environnement.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 1 138 millions de dollars en 2011, par rapport à 945 millions de dollars en 2010. Cet accroissement tient principalement à la hausse des dépenses en immobilisations pour le projet Lower Mattagami, le projet de remise en état de la centrale Darlington et le projet du tunnel de Niagara, et il a été en partie contrebalancé par une diminution des dépenses en immobilisations faites pour le projet Upper Mattagami et Hound Chute, qui a été mis en service au quatrième trimestre de 2010, et pour d'autres projets visant la production nucléaire.

Pour 2012, OPG prévoit des dépenses en immobilisations d'environ 1,6 milliard de dollars, dont une partie sera affectée aux projets de développement de la capacité hydroélectrique et aux projets de remise en état des centrales nucléaires.

Activités de financement

Au 31 décembre 2011, OPG maintenait une facilité de crédit bancaire confirmée renouvelable de 1 milliard de dollars, divisée en deux tranches pluriannuelles de 500 millions de dollars. En mai 2011, OPG a renouvelé et prolongé l'une des deux tranches de 500 millions de dollars jusqu'au 18 mai 2015. L'autre tranche de 500 millions de dollars vient à échéance le 20 mai 2013. Le total de la facilité de crédit continuera d'être principalement affecté au soutien des billets émis dans le cadre du programme de papier commercial d'OPG. Au 31 décembre 2011, aucun papier commercial n'était en cours aux termes de cette facilité. OPG n'avait pas d'autres emprunts en cours sur sa facilité de crédit bancaire au 31 décembre 2011.

Au 31 décembre 2011, OPG avait aussi des facilités de découvert non confirmées à court terme de 25 millions de dollars et des facilités de crédit non confirmées à court terme de 353 millions de dollars, qui soutiennent l'émission de lettres de crédit. OPG utilise des lettres de crédit aux fins du soutien des régimes de retraite complémentaires et à d'autres fins. Au 31 décembre 2011, il y avait un total de 305 millions de dollars de lettres de crédit émises, qui comprenaient 287 millions de dollars liés aux régimes de retraite complémentaires, 17 millions de dollars servant aux fins générales du siège social et 1 million de dollars liés à l'exploitation du PEC.

Conformément à la note d'orientation concernant la comptabilité 15, *Consolidation des entités à détenteurs de droits variables*, du *Manuel de l'ICCA*, les montants applicables dans les comptes de la Société de gestion des déchets nucléaires (« SGDN ») sont inclus dans les états financiers consolidés d'OPG, OPG étant le principal bénéficiaire de la SGDN. Au 31 décembre 2011, la SGDN avait émis une lettre de crédit de 3 millions de dollars pour son régime de retraite complémentaire.

En 2010, OPG a signé une modification à la facilité de crédit du projet du tunnel de Niagara afin de porter la facilité de crédit à un maximum de 1,6 milliard de dollars. Au 31 décembre 2011, les emprunts en vertu de cette facilité totalisaient 875 millions de dollars, dont 185 millions de dollars de nouveaux emprunts en 2011.

Au cours de 2010, Lower Mattagami Energy Limited Partnership (« LME ») a établi une facilité de crédit bancaire de 700 millions de dollars pour soutenir la première phase de construction du projet Lower Mattagami et le programme de papier commercial. Au 31 décembre 2011, 10 millions de dollars de papier commercial étaient en cours dans le cadre de ce programme (155 millions de dollars au 31 décembre 2010). En mars 2011, OPG a conclu une facilité de crédit de 700 millions de dollars avec la SFIEO à l'appui du projet Lower Mattagami. Au 31 décembre 2011, aucun montant n'était tiré sur cette facilité de crédit. Le 17 mai 2011, des billets de premier rang totalisant 475 millions de dollars ont été émis à l'intention de LME, dont 225 millions de dollars viendront à échéance en 2021 et 250 millions de dollars, en 2041. Le 25 octobre 2011, des billets de premier rang totalisant 96 millions de dollars venant à échéance en 2015 ont été émis par LME.

La Société a signé une convention visant la cession à une fiducie indépendante d'un droit de copropriété indivis pouvant représenter 250 millions de dollars dans ses créances actuelles et futures; la convention vient à échéance le 31 août 2013. En décembre 2011, conformément à la convention de cession de créances, OPG a réduit le solde des créances titrisées, le faisant passer de 250 millions de dollars à 50 millions de dollars. Au 31 décembre 2011, le solde des créances titrisées s'établissait à 50 millions de dollars (250 millions de dollars au 31 décembre 2010).

Au 31 décembre 2011, la dette à long terme d'OPG s'établissait à 4 897 millions de dollars. Afin de s'assurer d'avoir accès à des sources de financement adéquates en sus de son programme de papier commercial de 1 milliard de dollars adossé à la facilité de crédit bancaire confirmée renouvelable, OPG a conclu en mars 2011 une facilité de crédit avec la SFIEO d'un montant de 375 millions de dollars aux fins du refinancement des billets venant à échéance entre janvier 2011 et décembre 2011. Le refinancement en vertu de cette entente totalisait 300 millions de dollars au 31 décembre 2011.

Au cours du troisième trimestre de 2011, OPG a réglé une procédure de réclamation et d'arbitrage avec une Première nation dans le cadre d'un règlement à l'amiable. L'actionnaire a enjoint OPG de payer en son nom une partie de la quote-part du passif de règlement qui revient à l'actionnaire. Par conséquent, OPG a comptabilisé une distribution de 14 millions de dollars à la Première nation, laquelle a été portée en diminution des bénéfices non répartis au troisième trimestre de 2011. Ce règlement n'a pas eu une incidence importante sur la situation financière de la Société.

Engagements contractuels et commerciaux

Les obligations contractuelles et autres engagements commerciaux importants d'OPG au 31 décembre 2011 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2012	2013	2014	2015	2016	Par la suite	Total
Obligations contractuelles :							
Ententes d'achat de combustible	227	191	171	170	113	334	1 206
Cotisations effectuées dans le cadre de l'ONFA[1]	240	157	94	96	84	578	1 249
Remboursement de la dette à long terme	415	14	15	605	286	3 568	4 903
Intérêt sur la dette à long terme	239	223	222	215	200	1 300	2 399
Obligations d'achat non conditionnelles	103	102	101	99	11	37	453
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation	27	30	30	32	31	–	150
Permis d'exploitation	36	36	36	1	1	–	110
Cotisations aux régimes de retraite[2]	370	315	–	–	–	–	685
Divers[3]	98	41	92	37	17	117	402
Engagements commerciaux importants :	1 755	1 109	761	1 255	743	5 934	11 557
Tunnel de Niagara	176	40	–	–	–	–	216
Lower Mattagami	546	490	181	38	–	–	1 255
Total	2 477	1 639	942	1 293	743	5 934	13 028

1 Les cotisations effectuées dans le cadre de l'ONFA reposent sur le plan de référence pour les années 2007 à 2011 qui a été approuvé en 2006.

2 Les cotisations aux régimes de retraite comprennent les besoins de capitalisation continus et les besoins de capitalisation additionnels étant donné le déficit conformément à l'évaluation actuarielle des régimes de retraite agréés d'OPG et de la SGDN au 1er janvier 2011. La prochaine évaluation actuarielle des régimes d'OPG et de la SGDN doit être effectuée au plus tard les 1er janvier 2014 et 2012 respectivement. Les cotisations subissent l'incidence de divers facteurs, y compris le rendement du marché, les modifications aux hypothèses actuarielles, les résultats techniques des régimes, l'évolution de l'environnement réglementaire des régimes et le calendrier des évaluations actuarielles. Les besoins de capitalisation après 2013 sont exclus en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires aux prévisions de l'échéancier des flux de trésorerie futurs.

3 Comprend les obligations contractuelles liées au projet de remise en état de la centrale Darlington jusqu'au 2 mars 2012.

Le régime de retraite agréé d'OPG a fait l'objet d'une évaluation actuarielle effectuée en date du 1er janvier 2011. Par suite de cette évaluation, OPG a augmenté ses cotisations annuelles au régime, les faisant passer à 300 millions de dollars en 2011 en regard de 270 millions de dollars en 2010. Pour 2012, les cotisations d'OPG devraient s'inscrire à 370 millions de dollars. Les cotisations estimatives de 315 millions de dollars pour 2013 sont fondées sur les cotisations de 2011 rajustées pour tenir compte de la variation prévue des coûts des services rendus au cours de l'exercice. Le montant des cotisations volontaires additionnelles d'OPG, le cas échéant, est revu chaque année. OPG continuera d'évaluer les besoins en matière de cotisations au régime de retraite. La prochaine évaluation actuarielle aux fins de financement doit être en date du 1er janvier 2014 au plus tard.

NOTATION DE CRÉDIT

Le maintien de notes financières de première qualité est essentiel à la liquidité de la Société et à l'accès futur aux marchés financiers. Le coût et la disponibilité du financement sont tributaires des notes attribuées, qui sont une indication de la solidité d'une société, d'un titre ou d'une obligation en particulier. Des notes faibles entraînent habituellement des coûts d'emprunt plus élevés de même qu'un accès réduit aux marchés financiers.

En février 2012, Standard & Poor's a maintenu la note à long terme d'OPG à A- avec une tendance stable a attribué une note de A-1 (bas) à son papier commercial. En décembre 2011, Dominion Bond Rating Service a maintenu à A (bas) la note à long terme d'OPG et a attribué une note de R-1 (bas) à son papier commercial, avec une tendance stable. Ces notes reflètent le solide profil financier d'OPG.

FAITS SAILLANTS DU BILAN

La rubrique qui suit présente les faits saillants de la situation financière consolidée auditée d'OPG tirés des principales données du bilan aux 31 décembre :

(en millions de dollars)	**2011**	2010	Explication de la variation
Débiteurs	**461**	270	L'augmentation est principalement attribuable à la réduction du solde des créances titrisées, passé de 250 millions de dollars à 50 millions de dollars, qui a entraîné la hausse des créances conservées par OPG.
Immobilisations corporelles, montant net	**15 075**	13 555	La hausse s'explique essentiellement par une augmentation de l'estimation du passif lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires de 934 millions de dollars par suite du processus de mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA, et par les acquisitions d'immobilisations visant principalement le projet Lower Mattagami et le projet du tunnel de Niagara, le tout en partie contrebalancé par l'amortissement pour 2011.
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**11 898**	11 246	L'augmentation tient surtout au rendement du Fonds pour combustible irradié et aux cotisations à celui-ci.
Actifs réglementaires	**1 457**	1 559	La baisse est le résultat surtout de l'amortissement des soldes d'actifs réglementaires de 282 millions de dollars, essentiellement par suite de l'approbation par la CEO de l'utilisation des soldes des comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2010 dans sa décision de mars 2011. Cette baisse a été en partie compensée par les ajouts de 59 millions de dollars au compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce, qui découlent principalement du fait que le rendement des Fonds nucléaires a été moins élevé que le rendement reflété dans les tarifs réglementés actuels établis par la CEO ainsi que de l'augmentation du passif au titre du dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce, et de la constatation d'un actif réglementaire de 96 millions de dollars lié au compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi en vertu de la décision de juin 2011 de la CEO.
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**14 219**	12 704	La hausse tient principalement à la modification de l'estimation du passif lié à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires par suite du processus de mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA. De plus, le passif s'est accru en 2011 en raison de la charge de désactualisation attribuable au passage du temps, en partie compensée par les dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires.

Ententes hors bilan

Dans le cours normal des affaires, OPG est partie à diverses opérations qui, selon les PCGR du Canada, ne sont pas comptabilisées dans les états financiers consolidés de la Société, ou le sont à des montants qui diffèrent des montants contractuels totaux. Les principales activités hors bilan menées par OPG comprennent des titrisations de créances, des garanties qui prévoient une assurance financière ou de bonne exécution à des tiers au nom de certaines filiales, et des contrats à prix fixe à long terme.

Titrisation

En octobre 2003, OPG a conclu une convention de titrisation à rechargement avec une fiducie indépendante. La fiducie indépendante n'est pas contrôlée par OPG, et OPG n'en est pas le principal bénéficiaire. Par conséquent, les résultats de la fiducie ne sont pas consolidés. La titrisation donne à OPG une autre source de financement rentable. Pour 2011 et 2010, le coût moyen tout compris des fonds a été de respectivement 1,9 % et 1,5 %. Les charges avant impôts sur les ventes à la fiducie se sont élevées à 4 millions de dollars respectivement pour 2011 et 2010. La convention de titrisation actuelle, qui prendra fin le 31 août 2013, comporte un engagement de 250 millions de dollars. Au 31 décembre 2011, le solde de créances titrisées était de 50 millions de dollars. Voir la note 5 afférente aux états financiers consolidés annuels audités de 2011 d'OPG pour des renseignements additionnels.

Garanties

Dans le cours normal des affaires, OPG et certaines de ses filiales et coentreprises concluent diverses ententes fournissant une assurance financière ou de bonne exécution à des tiers au nom de certaines filiales et coentreprises. Ces ententes prévoient des garanties, des lettres de crédit de soutien et des cautionnements.

CONVENTIONS ET ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Les conventions comptables importantes d'OPG, y compris l'incidence de prises de position comptables futures, sont décrites à la note 3 afférente aux états financiers consolidés annuels audités de 2011. Certaines de ces conventions sont qualifiées de critiques du fait des jugements et des estimations subjectifs et complexes qui sont requis pour certains éléments comportant de l'incertitude qui, selon les circonstances et les hypothèses retenues, peuvent être comptabilisés à des montants qui peuvent être considérablement différents. Les conventions et estimations comptables critiques qui ont une incidence sur les états financiers consolidés d'OPG, la probabilité que des montants considérablement différents soient présentés compte tenu de circonstances et d'estimations différentes, et l'incidence des modifications de certaines circonstances ou hypothèses sont décrites ci-après.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

La *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* et le *Règlement de l'Ontario 53/05* font en sorte qu'OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par les installations visées. Depuis le 1er avril 2008, les tarifs réglementés d'OPG pour ces installations sont établis par la CEO.

La CEO est une société d'État autofinancée. Son mandat et son autorité lui sont conférés par la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la *Loi de 1998 sur l'électricité* et un bon nombre d'autres lois provinciales. La CEO est un tribunal indépendant quasi judiciaire qui rend des comptes à l'organe législatif de la Province par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie. Elle réglemente les intervenants du marché dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité de la Province et exerce ses fonctions de réglementation au moyen d'audiences publiques et d'autres instances moins officielles comme des consultations.

Les PCGR du Canada reconnaissent que la réglementation des tarifs peut donner lieu à des avantages et à des obligations économiques dont le recouvrement auprès des consommateurs ou le remboursement à ces derniers sont exigés par l'organisme de réglementation. Lorsque la Société détermine avoir une assurance suffisante que les coûts engagés seront recouvrés dans l'avenir, ces coûts peuvent être reportés et comptabilisés comme un actif réglementaire. Lorsque la CEO prévoit le recouvrement, dans les tarifs en vigueur, de coûts qui ne sont pas engagés et qui doivent être remboursés aux consommateurs, un passif réglementaire est alors comptabilisé.

Certains des actifs et passifs réglementaires comptabilisés par la Société ont trait à des comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO, y compris ceux autorisés en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Les comptes d'écarts comptabilisent les écarts entre les coûts et les revenus réels par rapport aux montants prévus correspondants approuvés au moment de l'établissement des tarifs réglementés. L'évaluation des actifs et passifs réglementaires est tributaire de certaines estimations et hypothèses, y compris des hypothèses posées relativement à l'interprétation du *Règlement de l'Ontario 53/05* et des décisions de la CEO. Ces estimations et les hypothèses posées relativement à l'interprétation du *Règlement de l'Ontario 53/05* et des décisions de la CEO sont examinées dans le cadre du processus réglementaire de la CEO.

Les soldes des actifs et passifs réglementaires des comptes d'écarts et de report dont l'inclusion dans les tarifs réglementés est approuvée par la CEO sont amortis sur les périodes de recouvrement approuvées. Les soldes rejetés, y compris les intérêts connexes, sont imputés aux résultats au cours de la période pendant laquelle la décision de la CEO est rendue. Des intérêts sont appliqués aux soldes réglementaires selon les taux prescrits par la CEO afin de comptabiliser les frais de financement qui devront être recouvrés auprès des consommateurs ou remboursés à ces derniers.

Certains actifs et passifs découlant de la réglementation des tarifs sont visés par des directives précises en vertu d'une source première de PCGR du Canada qui ne s'appliquent qu'aux circonstances particulières qui y sont décrites, y compris celles prévues au chapitre 1600, « États financiers consolidés », au chapitre 3061, « Immobilisations corporelles », au chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfices », et au chapitre 3475, « Sortie d'actifs à long terme et abandon d'activités », du *Manuel de l'ICCA*. D'autres actifs et passifs découlant de la réglementation des tarifs ne sont pas visés par des directives précises en vertu d'une source première de PCGR du Canada. Par conséquent, le chapitre 1100, « Principes comptables généralement reconnus » (« chapitre 1100 »), du *Manuel de l'ICCA* oblige la Société à adopter des conventions comptables faisant appel au jugement professionnel et à l'application de concepts décrits au chapitre 1000, « Fondements conceptuels des états financiers », du *Manuel de l'ICCA*. Pour l'élaboration de ces conventions comptables, la Société peut consulter d'autres sources, y compris des prises de position publiées par des organismes autorisés à publier des normes comptables dans d'autres territoires. Par conséquent, conformément au chapitre 1100, la Société a établi que ses autres actifs et passifs découlant de la réglementation des tarifs pouvaient être constatés selon les PCGR du Canada, cette constatation étant conforme à l'Accounting Standards Codification Topic 980, *Regulated Operations,* du Financial Accounting Standards Board des États-Unis.

Des renseignements additionnels sur les actifs et passifs réglementaires d'OPG se trouvent dans les notes 7, 10, 11 et 12 des états financiers consolidés annuels audités de 2011 d'OPG.

Impôts sur les bénéfices

OPG est exonérée de l'impôt en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). Cependant, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, OPG est tenue de verser à la SFIEO des paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés et, jusqu'au 30 juin 2010, de l'impôt sur le capital. Ces paiements sont calculés conformément aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi de 2007 sur les impôts* (Ontario) dans sa version modifiée par la *Loi de 1998 sur l'électricité*.

Les activités d'OPG sont complexes, et le calcul de la charge fiscale nécessite l'interprétation des divers lois et règlements relatifs à l'impôt. La *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et la *Loi de 2007 sur les impôts* (Ontario) comportent une foule d'interprétations techniques et de cas de jurisprudence qui aident à déterminer la position de la Société en matière de déclaration de revenus. Cependant, la *Loi de 1998 sur l'électricité* et les règlements fiscaux connexes sont relativement nouveaux et, par conséquent, OPG a dû, depuis sa création, prendre certaines positions à l'égard du calcul de sa charge fiscale. Ces positions en matière de déclaration de revenus pourraient être contestées par suite d'un contrôle fiscal, et certaines pourraient même être refusées, ce qui pourrait donner lieu à une modification importante de la charge fiscale d'OPG en cas de nouvelle cotisation.

OPG suit la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts de tous ses secteurs d'activité et comptabilise un actif ou un passif réglementaire correspondant pour les impôts futurs qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle.

Des actifs d'impôts futurs de 4 353 millions de dollars (3 976 millions de dollars en 2010) ont été comptabilisés au bilan consolidé au 31 décembre 2011. La Société est d'avis que le bénéfice imposable futur et les gains en capital seront suffisants pour permettre l'utilisation de ces déductions et reports prospectifs.

Des passifs d'impôts futurs de 5 083 millions de dollars (4 701 millions de dollars en 2010) ont été constatés dans le bilan consolidé au 31 décembre 2011.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont soumises à un test de recouvrabilité chaque fois que des événements ou des changements de situation indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. La recouvrabilité des immobilisations corporelles est établie en comparant la valeur comptable d'un actif aux flux de trésorerie nets futurs non actualisés devant découler de l'actif sur sa durée de vie utile estimative. Si les flux de trésorerie futurs prévus non actualisés sont inférieurs à la valeur comptable, une dépréciation est constatée, laquelle correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur, ou sur les flux de trésorerie actualisés.

Diverses hypothèses et estimations comptables doivent être faites pour établir si une perte de valeur devrait être constatée et, si c'est le cas, pour en établir la valeur. Cela comprend des facteurs comme les prévisions à court et à long terme du prix du marché de l'électricité dans l'avenir, l'offre et la demande d'électricité, les dates de mise en service des nouvelles centrales, l'inflation, les prix du combustible, les dépenses en capital et la durée de vie des centrales. Les flux de trésorerie nets futurs qu'OPG prévoit réaliser sur ses immobilisations pourraient être très différents des valeurs comptables nettes inscrites dans les états financiers consolidés d'OPG.

Les estimations comptables ayant trait à la dépréciation d'actifs font largement appel au jugement de la direction pour évaluer la durée de vie utile appropriée des actifs à long terme d'OPG, y compris la prise en compte de divers facteurs technologiques et autres.

Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires

Fonds de déclassement

Le Fonds de déclassement a été établi pour financer les coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité à long terme ainsi qu'une tranche des frais de stockage du combustible irradié après la durée de vie de la centrale. À l'expiration de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds de déclassement, défini comme l'écart positif entre la juste valeur de marché des actifs du Fonds de déclassement et les coûts d'achèvement estimatifs d'après le

plus récent plan de référence approuvé, en vertu de l'ONFA. Lorsque le Fonds de déclassement est surcapitalisé, OPG limite le bénéfice qu'elle constate dans ses états financiers consolidés en imputant une charge au Fonds de déclassement et en inscrivant un montant correspondant à payer à la Province, de sorte que le solde du Fonds de déclassement soit égal au coût estimatif du passif selon le plus récent plan de référence approuvé. Le montant à payer à la Province pourrait être réduit au cours de périodes ultérieures si le rendement du Fonds de déclassement est en deçà de la cible de rendement, ou si un nouveau plan de référence en vertu de l'ONFA était approuvé avec un passif estimatif de déclassement plus élevé. Si le Fonds de déclassement est sous-capitalisé, son rendement reflète le rendement réel du Fonds selon la valeur de marché des actifs.

Fonds pour combustible irradié

En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG un rendement annuel de 3,25 % du Fonds pour combustible irradié plus la variation de l'indice des prix à la consommation de l'Ontario (« IPC ») relativement à la capitalisation liée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié (« rendement garanti »). OPG comptabilise le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et l'inclut dans ses résultats à titre de rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires. La différence entre le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et le rendement réel du marché, selon la juste valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié, qui comprend les rendements réalisés et latents, est comptabilisée en tant que montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci. Le montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci représente le montant qu'OPG paierait à la Province ou recevrait de la Province si le rendement garanti devait être réglé à la date du bilan. Dans le cadre de ses cotisations régulières au Fonds pour combustible irradié, OPG a été tenue d'affecter 133 millions de dollars de sa cotisation pour 2011 à son passif lié aux grappes de combustible futures dépassant le seuil de 2,23 millions (147 millions de dollars en 2010). Comme le prescrit l'ONFA, les cotisations d'OPG pour les grappes de combustible additionnelles ne sont pas assujetties au taux de rendement garanti de la Province, mais suivent plutôt un rendement fondé sur les variations de la valeur de marché des actifs du Fonds pour combustible irradié.

Comme l'exigent les modalités de l'ONFA, la Province a fourni une garantie provinciale à la CCSN depuis 2003, pour le compte d'OPG. En vertu de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (Canada), OPG doit s'assurer qu'il y aura suffisamment de fonds disponibles pour régler les passifs actuels liés au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. La garantie provinciale comble tout manque à gagner entre les passifs à long terme et la valeur de marché actuelle du Fonds pour combustible irradié et du Fonds de déclassement, jusqu'à concurrence de la valeur de la garantie provinciale. OPG verse à la Province une commission de garantie annuelle de 0,5 % du montant garanti par la Province.

En décembre 2009, la CCSN a approuvé une hausse du montant de la garantie provinciale, la portant à 1 545 millions de dollars avec prise d'effet le 1er mars 2010. La valeur de cette garantie provinciale sera en vigueur jusqu'à la fin de 2012, lorsque le prochain plan de référence pour la CCSN devrait être approuvé. En 2011, OPG a payé une commission de garantie de 8 millions de dollars selon des montants de garantie provinciale de 1 545 millions de dollars pour la période du 1er janvier 2011 au 31 décembre 2011. OPG tient actuellement des discussions préliminaires avec la CCSN au sujet du processus de soumission de la documentation requise pour le plan de référence de 2013 à 2017.

Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

Le calcul des coûts et des obligations d'OPG liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite dépend des conventions comptables et des hypothèses retenues pour calculer les montants.

Convention comptable

Selon les PCGR du Canada, les résultats réels qui diffèrent des hypothèses utilisées, de même que les gains et pertes découlant des changements d'hypothèses, sont cumulés et amortis sur des périodes futures et influent donc généralement sur les coûts constatés et l'obligation comptabilisée dans les périodes futures.

Certains gains et pertes actuariels n'ont pas été inclus dans les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG et ne sont donc pas pris en compte dans l'actif ou le passif au titre des prestations constituées pour les régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG pour les raisons suivantes :

- Les actifs de la caisse de retraite sont évalués à des valeurs liées au marché afin de déterminer l'amortissement des gains ou des pertes actuariels et le rendement prévu des actifs des régimes. Une valeur liée au marché tient compte des gains et des pertes découlant des titres de capitaux propres à un taux de rendement réel présumé de 6 % sur une période de cinq ans.
- Pour ce qui est des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, la fraction non amortie du gain net cumulatif ou de la perte nette cumulative qui dépasse 10 % du montant le plus élevé entre l'obligation au titre des prestations et la valeur liée au marché des actifs des régimes (le « corridor ») est amortie sur la durée de service résiduelle moyenne prévue.

De plus, les coûts des services passés résultant des modifications des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont amortis sur des périodes futures et influent donc sur les coûts constatés et l'obligation comptabilisée au cours des périodes futures.

Au 31 décembre 2011, la perte actuarielle nette non amortie et les coûts non amortis des services passés pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite totalisaient 4 574 millions de dollars (2 958 millions de dollars en 2010). La perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis aux 31 décembre 2011 et 2010 s'établissaient comme suit :

	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
(en millions de dollars)	**2011**	2010	**2011**	2010	**2011**	2010
Perte actuarielle nette non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	**714**	566	**–**	–	**–**	–
Perte actuarielle nette non amortissable en raison de l'utilisation du corridor	**1 220**	1 038	**26**	22	**271**	234
Perte actuarielle nette amortissable	**1 847**	789	**51**	29	**430**	253
Perte actuarielle nette non amortie	**3 781**	2 393	**77**	51	**701**	487
Coûts des services passés non amortis	**–**	10	**–**	–	**15**	17

Hypothèses comptables

Les hypothèses sont des intrants importants des modèles actuariels qui évaluent les obligations au titre des prestations de retraite constituées et les avantages complémentaires de retraite et leur incidence connexe sur l'exploitation. Deux principales hypothèses, soit le taux d'actualisation et l'inflation, constituent des éléments importants dans le calcul du coût et des obligations relatifs aux avantages. En outre, le taux de rendement prévu des actifs est une hypothèse importante dans l'établissement des coûts des régimes de retraite agréés. Ces hypothèses, de même que d'autres hypothèses touchant des facteurs démographiques comme l'âge à la retraite, le taux de mortalité et le taux de roulement du personnel, sont évaluées régulièrement par la direction de concert avec un actuaire indépendant. Au cours du processus d'évaluation, les hypothèses sont mises à jour pour refléter l'historique et les prévisions. Les résultats réels pour tout exercice différeront souvent des hypothèses actuarielles en raison de facteurs économiques et autres, et selon les PCGR du Canada, l'incidence de ces écarts est cumulée et amortie pendant les périodes futures.

Les taux d'actualisation employés par OPG pour établir les obligations au titre des prestations projetées et les coûts des régimes d'avantages sociaux de la Société sont fondés sur le rendement d'obligations de sociétés notées AA représentatives. Les taux d'actualisation permettent à OPG de calculer la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs prévus à la date d'évaluation. Un taux d'actualisation moins élevé se traduit par une augmentation de la valeur actualisée des obligations au titre des prestations et une hausse des coûts des régimes. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes est fondé sur la répartition actuelle et prévue des actifs, de même que sur les risques passés et les rendements à long terme de chaque catégorie d'actifs du portefeuille des régimes. Un taux de rendement des actifs des régimes moins élevé se traduit par une augmentation des coûts des régimes de retraite.

Le taux d'actualisation utilisé pour calculer l'obligation au titre des prestations de retraite projetées a considérablement diminué, passant de 5,80 % au 31 décembre 2010 à 5,10 % au 31 décembre 2011. Le déficit des régimes de retraite agréés a augmenté, passant de 1 257 millions de dollars au 31 décembre 2010 à 2 593 millions de dollars au 31 décembre 2011, en raison surtout de la baisse du taux d'actualisation.

Le taux d'actualisation utilisé pour calculer l'obligation au titre des prestations d'avantages complémentaires de retraite projetées a considérablement diminué, passant de 5,67 % au 31 décembre 2010 à 5,07 % au 31 décembre 2011. L'obligation au titre des prestations d'avantages complémentaires de retraite projetées a augmenté, passant de 2 341 millions de dollars au 31 décembre 2010 à 2 708 millions de dollars au 31 décembre 2011, du fait surtout de la baisse du taux d'actualisation.

Un changement dans ces hypothèses, toutes les autres hypothèses demeurant constantes, se traduirait par une augmentation (diminution) des coûts de 2011, compte non tenu des composantes liées à l'amortissement :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés[1]	Régimes de retraite complémentaires[1]	Avantages complémentaires de retraite[1]
Taux de rendement à long terme prévu			
Augmentation de 0,25 %	(24)	s. o.	s. o.
Diminution de 0,25 %	24	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(13)	–	(4)
Diminution de 0,25 %	14	–	4
Inflation			
Augmentation de 0,25 %	41	1	–
Diminution de 0,25 %	(38)	(1)	–
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	11	2	–
Diminution de 0,25 %	(11)	(2)	–
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s. o.	s. o.	41
Diminution de 1 %	s. o.	s. o.	(31)

s. o. – changement d'hypothèse sans objet

1 Compte non tenu de l'incidence du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Au 31 décembre 2011, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'OPG atteignaient 14 219 millions de dollars (12 704 millions de dollars en 2010). Ces obligations comprennent les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires et se composent de coûts prévus à engager jusqu'à la date de fin des activités et de fermeture des centrales nucléaires et thermiques et d'autres installations, et par la suite. Les passifs liés au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié représentent la plus grande part de l'obligation totale. Des coûts seront engagés pour le déclassement, la démolition et l'évacuation des installations et du matériel, la décontamination et la remise en état des sites et la gestion courante et à long terme du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité.

Le démantèlement d'une centrale nucléaire consiste à mettre la centrale en état d'arrêt sécuritaire pendant une période de fermeture sécuritaire nominale de 30 ans avant son démantèlement. Aux termes de l'entente de location conclue avec Bruce Power L.P., OPG continue d'être responsable des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires relativement aux centrales nucléaires Bruce.

Les coûts suivants sont constatés à titre de passif :

- La valeur actualisée des coûts de déclassement des installations nucléaires et thermiques et d'autres installations après la fin de leur durée de vie utile.
- La valeur actualisée de la partie coût fixe des programmes de gestion des déchets nucléaires requis, d'après le volume total des déchets attendus sur la durée de vie estimative des centrales.
- La valeur actualisée de la partie coût variable des programmes de gestion des déchets nucléaires, compte tenu des volumes de déchets réels, engagé à ce jour.

Les hypothèses importantes sur plusieurs facteurs techniques et opérationnels utilisés pour le calcul des charges à payer font l'objet d'examens périodiques. Toute modification de ces hypothèses, notamment les hypothèses sur le calendrier des programmes, la date de fin de vie, les indicateurs financiers ou les technologies utilisées, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur des charges à payer. Compte tenu de la durée de ces programmes et de l'évolution de la technologie utilisée dans la gestion des déchets nucléaires, il existe beaucoup d'incertitude quant à l'exactitude de la mesure des coûts de ces programmes, qui peuvent augmenter ou diminuer avec le temps. Les estimations des passifs nucléaires sont revues annuellement dans le cadre du programme global continu de gestion des déchets nucléaires. Tout changement des passifs nucléaires en raison de nouvelles hypothèses ou estimations ayant une incidence sur le montant des flux de

trésorerie non actualisés estimatifs initiaux est enregistré à titre d'ajustement des passifs, et le changement correspondant des coûts de mise hors service d'immobilisations est capitalisé dans la valeur comptable des immobilisations nucléaires.

Aux fins du calcul des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2011, et conformément aux hypothèses comptables actuelles sur la fin de vie, les fermetures de centrales nucléaires et thermiques devraient survenir au cours des 3 à 42 prochaines années.

Le passif au titre des coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires s'élevait à 159 millions de dollars au 31 décembre 2011 (157 millions de dollars en 2010). Ce passif représente essentiellement les coûts estimatifs liés au déclassement des centrales thermiques d'OPG à la fin de leur durée de vie utile et repose sur des estimations de coûts formulées par des tiers à la lumière d'un examen approfondi des sites des centrales en exploitation et d'une évaluation des activités de nettoyage et de remise en état requises. En 2011, OPG a procédé à l'examen du passif pour la majorité de ses centrales thermiques. Au 31 décembre 2011, ce passif était fondé sur les dates de mise hors service estimatives des centrales thermiques s'échelonnant de 2014 à 2030. Le montant non actualisé des flux de trésorerie estimatifs futurs associés aux passifs non nucléaires a atteint environ 215 millions de dollars.

OPG n'a aucune obligation légale à l'égard du déclassement de ses installations hydroélectriques, et les coûts pour ce type d'installations ne peuvent pas faire l'objet d'une estimation raisonnable étant donné leur longue durée de vie utile. Compte tenu des efforts déployés pour la maintenance ou la reconstruction, il est présumé que les structures de contrôle des eaux seront utilisées dans un avenir prévisible. Donc, OPG n'a constaté aucun passif lié au déclassement de ses installations hydroélectriques.

Au 31 décembre 2011, les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires fondés sur la valeur actualisée s'établissaient à 14 060 millions de dollars (12 547 millions de dollars en 2010). Au 31 décembre 2011, les flux de trésorerie non actualisés à l'égard des dépenses devant être engagées par OPG au titre des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires en dollars de 2011, au cours des cinq prochains exercices et par la suite, se présentaient comme suit :

(en millions de dollars)	2012	2013	2014	2015	2016	Par la suite	Total
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires[1]	263	260	535	476	554	29 353	31 441

1 La majeure partie des dépenses ci-dessus devraient être remboursées par les Fonds nucléaires d'OPG établis par l'ONFA. Les cotisations exigées en vertu de l'ONFA ne figurent pas dans ces flux de trésorerie non actualisés, mais sont pris en compte dans le tableau de la rubrique *Engagements contractuels et commerciaux*.

OPG met de côté des fonds, détenus dans des comptes de garde et en fiducie distincts, qui seront investis spécifiquement en vue du règlement de ses passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. Conformément à l'ONFA conclue entre OPG et la Province, OPG a établi un Fonds pour combustible irradié et un Fonds de déclassement. OPG supervise la gestion des placements des Fonds nucléaires conjointement avec la Province. Les actifs des Fonds nucléaires sont détenus dans des comptes de garde par des tiers qui sont distincts du reste des actifs d'OPG.

Passifs environnementaux

Les activités courantes sont soumises à la réglementation fédérale, provinciale et locale en matière de qualité de l'air, de l'eau et du sol et d'autres questions environnementales. Les passifs environnementaux sont comptabilisés lorsqu'il est probable qu'un passif a été engagé et que le montant du passif peut être évalué avec suffisamment de précision à la date des états financiers. Le coût des obligations correspondantes est assumé de façon continue. La direction estime avoir établi une provision suffisante dans les états financiers consolidés pour respecter certaines autres obligations environnementales. En 2011, une diminution de 19 millions de dollars des passifs environnementaux a été comptabilisée dans le secteur Production hydroélectrique réglementée. Au 31 décembre 2011, les passifs environnementaux d'OPG s'inscrivaient à 19 millions de dollars (39 millions de dollars en 2010), dont la composante principale est le programme de décontamination des sols.

Instruments financiers évalués à la juste valeur

La juste valeur des actifs et passifs financiers, y compris les instruments dérivés cotés en Bourse, et d'autres instruments financiers évalués à la juste valeur et pour lesquels les cours sur un marché actif sont disponibles, est établie directement à partir de ces cours du marché.

Pour les instruments financiers pour lesquels il n'y a pas de cours de marché facilement disponibles, les justes valeurs sont estimées à l'aide de courbes de prix à terme tracées à partir de cours de marché ou de taux observables qui peuvent comprendre l'utilisation de techniques ou de modèles d'évaluation, fondés dans la mesure du possible sur des hypothèses s'appuyant sur des cours ou des taux de marché observables en vigueur à la date du bilan consolidé. C'est le cas des dérivés négociés hors Bourse, qui comprennent les dérivés de produits énergétiques, les dérivés de change et les dérivés de swap de taux d'intérêt. Les modèles d'évaluation utilisent des hypothèses générales et des données de marché et ne reflètent donc pas les risques spécifiques et d'autres facteurs qui

toucheraient la juste valeur d'un instrument donné. Les méthodes employées pour calculer les rajustements de juste valeur sont examinées à intervalles réguliers afin d'assurer qu'elles demeurent appropriées. Si la technique ou le modèle d'évaluation ne se fonde pas sur des données de marché observables, on recourt à des techniques d'évaluation précises fondées principalement sur des transactions récentes comparables, de l'information de référence comparable, l'écart cours acheteur/cours vendeur de transactions similaires et d'autres données pertinentes.

L'utilisation d'instruments financiers par OPG expose la Société à divers risques, dont le risque de crédit, le risque sur marchandises et le risque de change et de taux d'intérêt. La section Gestion des risques présente une analyse de la manière dont OPG gère ces risques et d'autres risques.

Modifications de conventions et d'estimations comptables

Regroupements d'entreprises, états financiers consolidés et participations ne donnant pas le contrôle

En date du 1er janvier 2011, OPG a adopté les chapitres 1582, « Regroupements d'entreprises » (« chapitre 1582 »), 1601, « États financiers consolidés » (« chapitre 1601 »), et 1602, « Participations ne donnant pas le contrôle » (« chapitre 1602 »), du *Manuel de l'ICCA*. Le chapitre 1582 prescrit un certain nombre de changements, notamment la définition élargie d'une entreprise, l'exigence d'évaluer toutes les acquisitions d'entreprises à la juste valeur et l'obligation de passer en charges les coûts relatifs aux acquisitions. Le chapitre 1601 établit les normes relatives à la préparation d'états financiers consolidés. Le chapitre 1602 précise que les participations ne donnant pas le contrôle doivent être traitées comme une composante distincte des capitaux propres et non pas comme un passif ou un autre élément hors des capitaux propres. Ces normes s'appliquent de manière prospective aux regroupements d'entreprises réalisés à compter de leur date d'entrée en vigueur. Par suite de l'adoption du chapitre 1602, la Société a reclassé la part des actionnaires sans contrôle comme une composante distincte des capitaux propres. L'adoption des chapitres 1582 et 1601 n'a pas eu une incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société au 31 décembre 2011 et pour l'exercice clos à cette date.

Amortissement des actifs à long terme

Les estimations comptables liées à l'amortissement des actifs à long terme exigent beaucoup de discernement de la part de la direction pour évaluer les durées de vie utile appropriées des actifs à long terme d'OPG, y compris la prise en compte de divers facteurs technologiques et autres.

Par suite de sa décision de fermer deux unités alimentées au charbon à chacune de ses centrales Lambton et Nanticoke, avec prise d'effet en septembre 2009, OPG a révisé les dates de fin de vie de ces unités, les faisant passer de décembre 2014 à octobre 2010. Cette modification de l'estimation a été comptabilisée sur une base prospective et a fait augmenter la dotation aux amortissements de 29 millions de dollars en 2010. En 2011, conformément au plan énergétique et à la directive sur l'approvisionnement diversifié, OPG a révisé les dates de fin de vie de deux autres unités de la centrale Nanticoke aux fins du calcul de l'amortissement, les faisant passer de décembre 2014 à décembre 2011. Cette modification de l'estimation a été comptabilisée sur une base prospective et a fait augmenter la dotation aux amortissements de 18 millions de dollars en 2011. Le 31 décembre 2011, les deux unités de la centrale Nanticoke ont été mises hors service.

La durée de service de la centrale nucléaire Bruce A, aux fins du calcul de l'amortissement, a été prolongée, faisant passer sa fin de vie de 2037 à 2042, afin de refléter la période d'exploitation prévue des unités de la centrale qui ont été remises en état. La prolongation devrait réduire la dotation aux amortissements de 5 millions de dollars par année à compter de janvier 2012, compte non tenu de l'incidence de l'ajustement des passifs nucléaires comptabilisés en décembre 2011 dont il est question à la rubrique *Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires*.

Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires

En février 2010, OPG a annoncé sa décision d'entreprendre la phase de définition de la remise en état de la centrale nucléaire Darlington. Par conséquent, la durée de service de la centrale nucléaire Darlington, aux fins du calcul de l'amortissement, a été prolongée, faisant passer sa fin de vie de 2019 à 2051. La prolongation de la durée de service a aussi eu une incidence sur les hypothèses relatives aux passifs nucléaires d'OPG en raison surtout de l'accroissement des coûts fixes associés aux grappes de combustible irradié additionnelles, compensé en partie par une baisse du passif lié au déclassement, résultant du changement dans les hypothèses relatives à la durée de service. L'augmentation nette des passifs a été de 293 millions de dollars selon un taux d'actualisation de 4,8 %. L'augmentation des passifs a été compensée par une hausse correspondante du solde des immobilisations au premier trimestre de 2010. Par suite de ces changements, la dotation aux amortissements d'OPG a diminué de 135 millions de dollars en 2010.

La plus récente mise à jour de l'estimation des passifs nucléaires a été effectuée en date du 31 décembre 2011 et a entraîné l'augmentation des passifs d'OPG de 934 millions de dollars et une hausse correspondante de la valeur comptable des centrales nucléaires auxquelles ils se rapportent. La variation des passifs résulte d'un processus global de mise à jour des estimations des coûts de base pour chaque programme de déclassement des centrales nucléaires et de gestion des déchets nucléaires. OPG suit un processus standard selon lequel une telle mise à jour doit être effectuée sur une base cyclique de cinq ans, à moins que le contexte d'affaires et les hypothèses n'exigent qu'elle soit devancée. Cette mise à jour des passifs nucléaires découle du processus d'actualisation du plan de référence en vertu de l'ONFA.

Le processus de mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA comprend les flux de trésorerie liés au déclassement des centrales nucléaires pour une période d'environ 40 ans après la fermeture des centrales et jusqu'en 2071 pour ce qui est du stockage du combustible irradié dans un dépôt de déchets à long terme, suivi d'une longue période de surveillance. La modification de l'estimation devrait entraîner l'augmentation de la dotation aux amortissements et de la charge de désactualisation en 2012 de respectivement 148 millions de dollars et 32 millions de dollars.

Les flux de trésorerie estimatifs non actualisés additionnels nets attribuables aux passifs nucléaires qui résultent du processus de mise à jour ont été actualisés au moyen d'un taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit de 3,4 %. Une hausse ou une baisse de 10 points de base (0,1 %) de ce taux d'actualisation ferait augmenter ou diminuer la valeur comptable des passifs de respectivement environ 8 millions de dollars et 9 millions de dollars.

Restructuration

Par suite de la décision de fermer deux unités alimentées au charbon à chacune de ses centrales Lambton et Nanticoke en 2010 et deux autres unités à la centrale Nanticoke en 2011, OPG a travaillé de près avec les intervenants clés, dont la Society of Energy Professionals et le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique, conformément à leurs conventions collectives respectives. Des charges de restructuration de 21 millions de dollars et de 27 millions de dollars ont été engagées respectivement en 2011 et 2010.

Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires

Par suite de l'examen effectué en 2011, l'estimation du passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires a été réduite de 5 millions de dollars. La réduction traduit une hausse des coûts qui devraient être recouvrés au titre de l'équipement et du matériel des centrales, en grande partie annulée par une augmentation de l'estimation des coûts de démolition. En raison de l'ajustement du passif, OPG a inscrit une diminution correspondante du solde des immobilisations de 2 millions de dollars et un gain net de 3 millions de dollars au 31 décembre 2011. Le gain a été comptabilisé dans les autres (gains) pertes des secteurs Thermique et Divers, suivant le classement des centrales par secteur.

CONVERSION AUX PCGR DES ÉTATS-UNIS

Introduction au projet de conversion

OPG avait auparavant l'intention d'adopter les Normes internationales d'information financière à compter du 1er janvier 2012, mais a décidé en décembre 2011 de présenter son information financière selon les PCGR des États-Unis à compter du 1er janvier 2012. En janvier 2012, OPG a déposé auprès de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario une demande de dispense en vertu de l'article 3.2 du *Règlement 52-107 sur les principes comptables et normes d'audit acceptables*, selon lequel OPG serait autrement tenue de déposer des états financiers consolidés suivant les IFRS, et elle a obtenu cette dispense. La dispense permet à OPG de déposer ses états financiers consolidés dressés selon les PCGR des États-Unis à compter du 1er janvier 2012, sans qu'OPG ait à s'inscrire auprès de la Securities and Exchange Commission ou à émettre de titres d'emprunt. La dispense s'applique aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2012, mais avant le 1er janvier 2015.

OPG a aussi déposé en décembre 2011 auprès de la CEO une demande d'ordonnance comptable afin de pouvoir établir un compte de report pour comptabiliser les incidences financières découlant du passage des PCGR du Canada aux PCGR des États-Unis à compter du 1er janvier 2012. Un processus d'audiences publiques portant sur la demande a été amorcé et était en cours à la date du présent rapport de gestion. La décision de la CEO à l'égard de cette demande d'ordonnance comptable ne constituera pas une décision concernant l'utilisation des PCGR des États-Unis par OPG à des fins réglementaires. OPG doit demander l'approbation de la CEO pour utiliser les PCGR des États-Unis à des fins réglementaires dans sa prochaine demande de nouveaux tarifs réglementés, qu'elle prévoit déposer selon ce référentiel au deuxième trimestre de 2012. Si la CEO autorisait l'établissement du compte de report sollicité par OPG dans sa demande de décembre 2011, OPG pourrait continuer de comptabiliser les incidences financières découlant du passage des PCGR du Canada aux PCGR des États-Unis dans l'éventualité où la CEO autorisait l'utilisation des PCGR des États-Unis à des fins réglementaires. Le recouvrement ou le remboursement des montants comptabilisés dans le compte serait assujetti à l'approbation de la CEO.

OPG a amorcé son projet de conversion aux PCGR des États-Unis au cours du quatrième trimestre de 2011 et a établi une structure de gouvernance du projet. Cette structure intègre l'orientation donnée par la haute direction ainsi que la participation de la fonction finance, de représentants de toutes les unités fonctionnelles ainsi que de la fonction technologie de l'information. Des rapports sont faits sur une base régulière à la haute direction et au comité d'audit et des finances du conseil d'administration. OPG a également fait appel à un expert indépendant. OPG est en train d'établir l'incidence quantitative de la transition aux PCGR des États-Unis. OPG publiera ses premiers états financiers consolidés dressés selon les PCGR des États-Unis au 31 mars 2012 et pour la période de trois mois prenant fin à cette date, avec retraitement des chiffres correspondants de la période comparative selon les PCGR des États-Unis. Le bilan transitoire au 1er janvier 2011 sera présenté dans les états financiers consolidés intermédiaires en date du 31 mars 2012.

Phases de la conversion

Le projet de conversion d'OPG comprend trois phases, soit le diagnostic, l'élaboration et la mise en œuvre.

Phase de diagnostic

Cette phase comprend un examen général des principales différences entre les PCGR du Canada et ceux des États-Unis ainsi qu'un examen des principales conventions en matière de comptabilité et d'information financière suivies par OPG. La

Société a achevé la phase de diagnostic du projet de conversion au cours du quatrième trimestre de 2011, pendant laquelle elle a déterminé les domaines les plus touchés, notamment les avantages sociaux et les coentreprises, ainsi que l'incidence connexe sur les actifs et passifs réglementaires et les impôts sur les bénéfices.

Phases d'élaboration et de mise en œuvre

La phase d'élaboration, qui a été amorcée au quatrième trimestre de 2011, comprend une analyse détaillée des principaux secteurs touchés, la résolution de questions et la préparation d'un modèle d'états financiers.

Les activités de la phase d'élaboration comprennent les suivantes :

- L'évaluation des choix de conventions comptables
- La recherche et l'élaboration de solutions afin de traiter les différences relevées au cours de la phase de diagnostic
- Les modifications à apporter aux conventions et pratiques comptables, processus opérationnels, systèmes de technologie de l'information et contrôles internes existants
- La mise en œuvre d'une stratégie axée sur la gestion de changement afin de répondre aux besoins en matière d'information et de formation des parties prenantes internes et externes

Des ressources appropriées ont été mobilisées afin de mener à bien le processus de transition en temps opportun, selon les jalons du plan. OPG s'est assurée de répondre aux besoins de formation et continuera de le faire tout au long de la période de transition.

Au cours de la troisième et dernière phase de son plan de conversion aux PCGR des États-Unis, OPG intégrera les modifications aux conventions et pratiques comptables, processus opérationnels, systèmes de technologie de l'information et contrôles internes qui seront touchés.

OPG continuera d'évaluer l'incidence de la conversion aux PCGR des États-Unis sur ses états financiers consolidés intermédiaires au 31 mars 2012.

Évaluation des progrès des principales activités

L'analyse qui suit présente certains éléments du plan de transition et une évaluation des progrès réalisés par OPG en date du présent rapport de gestion. Ces informations reflètent les plus récentes hypothèses et attentes d'OPG. Des circonstances pouvant modifier ces hypothèses ou attentes, comme des modifications aux exigences réglementaires ou des changements de la conjoncture économique, pourraient survenir.

Préparation des états financiers

OPG est présentement en train d'identifier les principales différences entre les conventions comptables et informations à fournir selon les PCGR des États-Unis et celles selon les PCGR du Canada. Ce processus prendra fin avec la publication des états financiers consolidés intermédiaires d'OPG au 31 mars 2012. OPG travaille à la préparation du modèle d'états financiers, y compris les informations à fournir par voie de note, afin de le rendre conforme aux PCGR des États-Unis.

Formation et communications

Étant donné les similarités entre les PCGR du Canada et les PCGR des États-Unis en ce qui la concerne, OPG offre de la formation sur des questions précises liées à la conversion aux employés qui participent directement à la conversion aux PCGR des États-Unis. Une formation complémentaire sur toute modification de convention sera donnée aux employés et unités d'exploitation touchés par celle-ci. OPG a retenu les services d'experts en la matière tout au long du processus et continuera de le faire jusqu'à ce que le projet soit terminé. OPG fournira de la formation au comité d'audit et des finances et au conseil d'administration.

Systèmes de TI

OPG a relevé les écarts qui nécessiteraient des changements aux systèmes financiers. Ces changements sont en cours et seront terminés au premier trimestre de 2012.

Arrangements contractuels et rémunération

OPG est en train de déterminer l'incidence de la transition sur les arrangements contractuels, y compris les clauses restrictives financières et les régimes de rémunération des employés, et d'en discuter avec des parties internes et externes.

Contrôles internes à l'égard de l'information financière, contrôles et procédures de communication de l'information et communications connexes

À l'heure actuelle, aucun changement important n'a été apporté aux processus ou procédures existants liés aux contrôles internes à l'égard de l'information financière ni aux contrôles de communication de l'information. OPG ne s'attend pas à apporter de changements aux contrôles existants ni à devoir mettre en place des contrôles additionnels par suite de la conversion des PCGR du Canada aux PCGR des États-Unis. Les contrôles d'ajustement relatifs aux PCGR des États-Unis pour les bilans d'ouverture seront évalués sur la base du bilan transitoire d'ouverture au 1er janvier 2011.

GESTION DES RISQUES

Aperçu

OPG fait face à divers risques qui pourraient avoir une incidence significative sur ses objectifs stratégiques, opérationnels, financiers et environnementaux ainsi que ses objectifs touchant la santé et la sécurité. La gestion des risques a pour but d'identifier et d'atténuer ces risques et de préserver la valeur des investissements de l'actionnaire dans les actifs d'OPG.

Structure de gouvernance de la gestion des risques

Le comité de surveillance des risques du conseil d'administration aide ce dernier à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en ce qui concerne l'identification et la gestion des principaux risques pour la Société. Un comité directeur de gestion des risques, composé des chefs des unités fonctionnelles, du chef des finances et du responsable de la gestion des risques, aide le comité de surveillance des risques à s'acquitter de ses responsabilités en matière de gouvernance et de surveillance liées aux activités de gestion des risques d'OPG.

Activités de gestion des risques

OPG est confrontée à une grande variété de risques propres à ses activités. Le cadre de gestion des risques de l'entreprise est conçu pour cerner et évaluer les risques ou menaces en tenant compte de leur incidence potentielle sur la capacité de la Société d'atteindre des objectifs d'affaires précis.

Les activités d'information sur la gestion des risques sont coordonnées par un groupe centralisé de gestion des risques, dirigé par le responsable de la gestion des risques. Les unités fonctionnelles identifient les risques qui pourraient les empêcher d'atteindre les objectifs de leur plan d'affaires. Les hauts dirigeants d'OPG établissent les risques stratégiques de plus grande portée, puis priorisent les risques tactiques et stratégiques afin de déterminer les plus grands risques pour la Société. La haute direction établit les limites de risque pour les activités de financement, d'approvisionnement et de négociation de la Société et s'assure que des politiques et processus de gestion des risques efficaces sont en place pour assurer la conformité à ces limites afin de maintenir un bon équilibre entre le risque et le rendement. Le processus de gestion des risques d'OPG vise à évaluer, sur une base continuelle, l'efficacité des activités d'atténuation pour les principaux risques relevés. Les résultats de l'évaluation sont communiqués chaque trimestre au comité de surveillance des risques.

Aux fins de la communication d'information, certains risques principaux sont présentés dans cinq grandes catégories, soit risques d'exploitation, risques financiers, risques liés à la réglementation, risques d'entreprise et risques environnementaux. Pour chaque catégorie, les risques sont décrits brièvement.

Risques d'exploitation

Risques liés aux activités des centrales existantes

OPG est exposée à une production incertaine de ses centrales existantes, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur son exploitation.

Les risques d'exploitation s'entendent des risques qui sont en règle générale inhérents à l'exploitation des installations de production d'électricité. Ils peuvent entraîner l'interruption des activités des centrales ou rendre incertaine la production future. L'ensemble des centrales nucléaires, hydroélectriques et thermiques d'OPG sont confrontées à des risques en fonction de l'âge des centrales et de la technologie utilisée.

Centrales nucléaires

Exploiter un parc de centrales nucléaires désuètes expose OPG à des risques uniques comme des interruptions fortuites de la production, une augmentation des coûts d'exploitation et des risques associés aux activités de gestion des déchets nucléaires.

L'incertitude associée au volume d'électricité produite par les centrales nucléaires CANDU d'OPG découle principalement de l'état des composantes et systèmes des centrales, qui subissent les effets du vieillissement. Les canaux de combustible sont vraisemblablement la composante à durée limitée qui aura la plus grande incidence sur la fin de vie des centrales. Parmi les autres facteurs importants relevés à ce jour, citons la dégradation des moteurs des pompes du circuit caloporteur primaire, les questions de performance relatives à la manipulation de combustible, l'amincissement des parois des tuyaux d'alimentation et le contact entre les tubes de force et les tubes de calandre. Pour relever ces défis, OPG a continué de mettre en œuvre des programmes complets d'inspection et de maintenance afin de surveiller la performance et de déterminer quelles sont les mesures correctives requises pour lui permettre d'exercer ses activités de façon fiable et selon les paramètres de conception.

Il arrive que des composantes des centrales se détériorent de manière inattendue, forçant les exploitants à intensifier la surveillance, à mener d'importants travaux de réparation ou à prendre des mesures correctives exceptionnelles. Le déclassement d'une unité nucléaire pourrait survenir afin de maintenir une marge d'exploitation sûre. Lorsque des situations imprévues surgissent, un programme de surveillance précis est établi. La principale incidence de ces situations sur OPG est une augmentation des coûts d'exploitation à long terme. L'atténuation de tels risques pourrait engendrer des travaux supplémentaires pendant les interruptions, ce qui pourrait accroître le nombre d'interruptions ou prolonger la durée des interruptions planifiées.

Le processus de production d'électricité par les centrales nucléaires produit des déchets nucléaires. OPG est responsable de la gestion du combustible irradié, des déchets de faible activité et de moyenne activité et du déclassement de toutes ses centrales nucléaires, comme l'exige la CCSN, y compris les centrales louées à Bruce Power. Il n'existe actuellement aucune installation au Canada pour le stockage permanent du combustible nucléaire irradié. La SGDN a élaboré un processus visant l'adoption de l'approche de gestion adaptative progressive comme solution à long terme pour la gestion des déchets nucléaires du Canada. Dans l'intervalle, OPG stocke et gère le combustible irradié sur les sites de ses centrales nucléaires.

Pour répondre à la nécessité de stocker les déchets de faible activité et de moyenne activité, OPG est en train d'aménager un dépôt géologique en profondeur pour la gestion à long terme de ces déchets provenant des centrales nucléaires d'OPG. Le 24 janvier 2012, la CCSN et l'Agence canadienne d'évaluation environnementale ont annoncé la nomination des trois membres de la commission d'examen conjoint du dépôt géologique en profondeur d'OPG. La commission d'examen conjoint se penchera sur les répercussions environnementales du projet de dépôt géologique en profondeur afin qu'il réponde aux exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. Le 3 février 2012, la commission d'examen conjoint a annoncé le début d'une période d'examen public des documents soumis d'une durée de six mois.

L'opposition de la collectivité à l'aménagement d'un dépôt géologique en profondeur pour le stockage du combustible irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité et l'opposition possible de la collectivité quant au stockage prolongé du combustible irradié sur ses sites pourraient empêcher OPG, ses entrepreneurs et ses sous-traitants de mettre au point des plans d'évacuation qui seraient acceptables pour les principales parties prenantes. D'autres facteurs qui pourraient avoir une incidence sur le risque résiduel entourant les activités de gestion des déchets nucléaires comprennent la performance humaine et les exigences réglementaires.

Maintien en activité de la centrale Pickering B

En février 2010, OPG a annoncé sa décision de maintenir en activité, de façon sécuritaire et fiable, sa centrale nucléaire Pickering B jusqu'en 2020 et de la mettre ensuite en état d'arrêt sécuritaire pour déclassement futur. Les facteurs de risque comprennent la découverte de situations imprévues, des pannes d'équipement, le besoin d'apporter des modifications importantes à la centrale et l'obtention de l'approbation de la CCSN. L'incapacité de maintenir la centrale Pickering B en activité pourrait réduire les revenus d'OPG, en plus d'entraîner l'arrêt de la centrale Pickering A et d'augmenter les charges de déclassement connexes. Afin d'atténuer ces risques, OPG continue d'exercer des activités comme des travaux de gestion du cycle de vie des canaux de combustible, une stratégie en matière de réglementation et une analyse économique à l'appui des dates de fin de vie optimales des réacteurs, et la modification de la stratégie d'exploitation et de maintenance à l'appui du maintien en activité de la centrale.

Centrales hydroélectriques

Les centrales hydroélectriques d'OPG sont exposées aux risques liés aux niveaux d'eau, à l'âge des immobilisations de production et à la sécurité des barrages.

La mesure dans laquelle OPG peut exploiter ses centrales hydroélectriques dépend de la disponibilité de l'eau. D'importantes variations des conditions climatiques ou des débits d'eau, y compris les changements climatiques, pourraient avoir une incidence sur les débits d'eau. OPG gère ce risque au moyen de modèles de prévisions de production, qui tiennent compte des caractéristiques d'efficience, des conditions hydrologiques et des indisponibilités prévues. Les données sont évaluées par rapport aux modèles, examinées et rajustées sur une base continue. Pour ce qui est de la production hydroélectrique réglementée, l'incidence financière des variations de la production hydroélectrique attribuables aux écarts entre les conditions hydrologiques qui sous-tendent les tarifs hydroélectriques réglementés et les conditions réelles est comptabilisée dans le compte d'écarts relatif aux conditions hydrologiques autorisé par la CEO. La production hydroélectrique non réglementée reste exposée au risque lié à l'incertitude des débits d'eau.

L'âge des centrales hydroélectriques d'OPG varie et la majorité a plus de 50 ans. L'âge de l'équipement et des composantes civiles crée des risques pour la fiabilité de certaines centrales hydroélectriques. OPG gère ce risque lié à la fiabilité en effectuant des inspections et des travaux de maintenance continus des composantes principales, des examens techniques et des évaluations de l'état des centrales pour déterminer les travaux qui seront nécessaires au maintien et, au besoin, à la mise à niveau des centrales.

Le secteur Production hydroélectrique exploite 231 barrages à l'échelle de la Province. Il n'existe pas à l'heure actuelle de législation sur la sécurité des barrages dans la Province. En août 2011, le ministère des Ressources naturelles de l'Ontario a publié des directives techniques après une période de consultation publique. Ces directives techniques, qui ne sont pas un règlement, représentent les normes gouvernementales en matière de sécurité des barrages. En général, les pratiques d'OPG en matière de sécurité des barrages et de sécurité publique près des barrages dépassent les exigences minimales prescrites par les directives techniques du ministère des Ressources naturelles.

Des ruptures de barrage à l'une ou l'autre des centrales hydroélectriques d'OPG pourraient donner lieu à une importante responsabilité en dommages-intérêts et à une perte de capacité de production. La réparation de ces ruptures pourrait potentiellement exiger qu'OPG engage des dépenses en immobilisations considérables ainsi que d'autres ressources. Depuis 2007, OPG retient les services d'un groupe consultatif composé de spécialistes reconnus à l'échelle internationale qui effectue un examen indépendant de son programme de sécurité des barrages. Selon ce groupe, les risques associés aux barrages qui sont exploités par OPG ou qui lui appartiennent ont toujours été gérés conformément aux meilleures pratiques et directives du secteur.

OPG doit se conformer aux normes et lignes directrices pour la conservation de biens patrimoniaux provinciaux qui sont entrées en vigueur en juillet 2010. OPG est tenue de mettre en œuvre un programme de conservation du patrimoine, et certaines centrales et certains actifs de production hydroélectrique pourraient être désignés biens patrimoniaux. Ainsi, la Société pourrait devoir engager des coûts afin de répondre aux exigences de la *Loi sur le patrimoine de l'Ontario*.

Centrales thermiques

La conversion des unités alimentées au charbon d'OPG dans le but de les faire fonctionner avec d'autres combustibles exigera un mécanisme de recouvrement des coûts et la résolution des problèmes techniques, de sécurité et d'achat de combustible.

OPG a conclu une entente avec la SFIEO visant à garantir le recouvrement des coûts de maintenance et d'exploitation courants des centrales alimentées au charbon Nanticoke et Lambton. Ces actifs seraient autrement dépréciés, ce qui entraînerait la baisse de leur valeur comptable résiduelle. L'entente est en vigueur jusqu'en 2014. La résiliation de celle-ci pourrait donner lieu à une baisse de la valeur comptable de ces centrales ou à leur fermeture prématurée.

La production de la centrale Lennox est assujettie à une convention (la « convention visant la centrale Lennox ») conclue avec l'OEO. Se reporter à la rubrique *Faits nouveaux* pour obtenir d'autres renseignements sur cette convention.

La conversion des centrales thermiques à des combustibles de remplacement, comme le gaz naturel, la biomasse et la biénergie gaz-biomasse, est conditionnelle à l'obtention de l'approbation par l'actionnaire de la conversion d'unités alimentées au charbon et à la conclusion d'ententes sur le recouvrement des coûts avec l'OEO. OPG continue aussi d'évaluer les aspects techniques et ceux touchant la chaîne d'approvisionnement qu'amènerait la conversion des unités au gaz naturel ou à la biomasse.

Risques liés aux principaux projets de développement

Les risques associés au coût, à l'échéancier et aux aspects techniques des principaux projets de développement pourraient avoir une incidence négative sur le rendement financier d'OPG et, en fin de compte, sur sa réputation.

OPG a entrepris de nombreux projets hautement capitalistiques visant à améliorer et à élargir son parc de centrales. Ces projets nécessitent des investissements de ressources importants. OPG pourrait subir certaines conséquences si elle se révélait incapable de gérer ces projets, de respecter les critères établis sur le plan des coûts, de l'échéancier et de la qualité, d'emprunter les capitaux nécessaires, ou de recouvrer en entier ses dépenses en capital et ses coûts d'exploitation en temps voulu. Les principaux projets comprennent d'éventuelles nouvelles unités de production à la centrale nucléaire Darlington, la remise en état possible des centrales nucléaires existantes, le projet du tunnel de Niagara, le projet Lower Mattagami et d'autres projets liés à la production hydroélectrique et thermique.

Nouvelles unités de production nucléaire

Dans la directive sur l'approvisionnement diversifié rédigée à l'intention de l'OEO en février 2011, le gouvernement de l'Ontario a confirmé son engagement envers la construction de nouvelles installations nucléaires à Darlington ainsi que son engagement à continuer d'utiliser la production nucléaire pour environ 50 % de l'approvisionnement en énergie de l'Ontario. La directive mentionne en outre que deux nouvelles unités nucléaires seraient achetées pour la centrale Darlington à condition que le prix soit acceptable.

En août 2011, la commission d'examen conjoint qui supervise l'EE du projet de construction de nouvelles installations nucléaires à la centrale nucléaire Darlington a soumis son rapport au ministère fédéral de l'Environnement. Selon la commission, le projet ne devrait pas avoir de répercussions néfastes sur l'environnement, étant donné les activités d'atténuation. L'acceptation définitive de l'EE par le gouvernement fédéral constitue la prochaine étape. L'EE a été contestée par voie de demande d'examen judiciaire à la Cour fédérale du Canada, au motif que le rapport de la commission d'examen conjoint ne satisfait pas aux exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et que l'audience a privé les demandeurs de certains droits procéduraux. OPG et les organismes fédéraux ont déposé leurs affidavits. L'examen judiciaire pourrait avoir une incidence sur le moment de l'approbation de l'EE.

Le moment où le choix du fournisseur de réacteurs nucléaires se fera reste incertain. Si un fournisseur de réacteurs nucléaires était choisi, OPG pourrait mieux cerner les risques associés au projet.

Remise en état de la centrale Darlington

Selon les prévisions de conception initiale, les unités de la centrale Darlington devraient atteindre leur fin de vie nominale entre 2019 et 2021. En février 2010, OPG a annoncé sa décision de remettre en état la centrale Darlington. La remise en état de la centrale nucléaire Darlington devrait en prolonger la durée de vie d'environ 30 ans. Si les objectifs de la remise en état n'étaient pas atteints, il pourrait en résulter de futures interruptions forcées et interruptions planifiées plus complexes, ce qui pourrait avoir une incidence sur la durée de vie utile après remise en état de la centrale. Afin d'atténuer ce risque, et dans le cadre du processus de planification initiale du projet, les composantes de tous les principaux systèmes de la centrale ont été inspectées. Cette inspection consistait à évaluer l'état actuel des systèmes et à déterminer les travaux à exécuter pendant les interruptions prévues pour la remise en état. Les travaux de base de remise en état portent sur d'importantes composantes à durée limitée comme les tubes de force. Un EIS détaillé et une EE ont été soumis à la CCSN en 2011. Selon le rapport sur l'EIS, les unités de la centrale répondent aux exigences réglementaires. Selon le rapport sur l'EE, la remise en état et le maintien en activité de la centrale n'auront pas de répercussions néfastes importantes sur l'environnement.

Tunnel de Niagara

Bien que les activités minières du tunnelier aient été achevées, certains coûts et l'échéancier des travaux d'installation du revêtement continuent à créer des incertitudes. Les facteurs qui contribuent à ces incertitudes comprennent les activités visant à rétablir le profil du tunnel et la gestion épineuse des activités de construction parallèles. Les marges pour ces imprévus ont été incluses dans l'estimation des coûts et l'échéancier. L'entrepreneur a déployé des ressources additionnelles afin d'accélérer les travaux de reprofilage du tunnel et a renforcé les modes d'approvisionnement en béton afin d'améliorer la gestion du projet, minimisant l'incidence possible sur le calendrier d'achèvement du projet.

Projet de la rivière Lower Mattagami

La construction du projet de la rivière Lower Mattagami a débuté en juin 2010. Les six dernières nouvelles unités associées au projet devraient entrer en fonction d'ici juin 2015. Des conditions extraordinaires, sous forme de problèmes géotechniques importants, étaient réunies au site Smoky Falls. Leur incidence a été évaluée, et des mesures correctives ont été mises en œuvre. En outre, les principaux risques qui planent sur les coûts et l'échéancier du projet comprennent la productivité de la main-d'œuvre lors du coulage du béton pendant la construction et les problèmes juridiques possibles ou les blocus que pourraient lever des groupes opposés aux divers aspects du projet. Les activités d'atténuation des risques comprennent l'embauche d'un entrepreneur compétent pour la construction du projet, l'installation d'un abri afin de poursuivre le coulage de béton pendant l'hiver, un suivi détaillé de la productivité de la main-d'œuvre et l'ajout de marges pour imprévus dans les coûts et l'échéancier.

Autres projets de développement

Pour les projets qui en sont aux étapes initiales, les retards imprévus dans la réception des permis ou des approbations, qui pourraient toucher diverses parties prenantes externes, pourraient entraîner des retards dans l'avancement des travaux ou, dans un scénario extrême, l'annulation d'un projet. OPG s'efforce d'atténuer les risques associés aux retards d'obtention des permis et des approbations en joignant rapidement les organismes gouvernementaux concernés et en restant constamment en communication avec eux, en consultant

diligemment les parties prenantes externes et en surveillant continuellement le succès de l'entrepreneur au chapitre de l'obtention des permis.

Ces projets pourraient aussi faire face à une augmentation des coûts de l'équipement et de la construction, ce qui pourrait compromettre leur viabilité économique. OPG surveille continuellement les tendances des coûts de ces intrants de production afin d'être informée des problèmes nouveaux. OPG veille à gérer et à limiter toute hausse des coûts, lorsque cela est possible, par des stratégies appropriées d'attribution de contrats.

Risques financiers

OPG est exposée à un certain nombre de risques individuels liés au marché financier qui pourraient avoir une incidence défavorable sur son rendement financier et son exploitation.

OPG est exposée à un certain nombre de risques financiers, un bon nombre découlant de l'exposition d'OPG au risque lié à la volatilité des marchés des marchandises, des actions et des changes, et aux fluctuations des taux d'intérêt. Les coûts liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite peuvent aussi subir l'incidence de la volatilité de ces divers marchés et des fluctuations des taux d'intérêt. OPG gère ces nombreux risques complexes afin de réduire l'incertitude ou d'atténuer leur incidence négative potentielle sur les résultats financiers de la Société. Le risque résiduel d'incidence négative sur les résultats financiers continue d'exister en raison de la volatilité du marché des capitaux et des marchés des marchandises qui rejaillit sur les Fonds nucléaires.

Marchés des marchandises

Les variations du prix du marché de l'électricité ou des combustibles servant à produire l'électricité pourraient avoir des répercussions négatives sur le bénéfice et le flux de trésorerie d'exploitation d'OPG.

Afin de gérer le risque de hausses imprévisibles du prix des combustibles, la Société a des programmes de couverture sur combustibles qui comprennent des contrats à prix fixes et à prix indexés.

Les revenus d'OPG provenant de ses actifs non réglementés sont également touchés par les variations du prix du marché général ou du marché au comptant de l'électricité. En 2012, un changement de 1 $/MWh du prix moyen annuel prévu de l'électricité sur le marché au comptant aurait une incidence d'environ 17 millions de dollars sur la marge brute d'OPG.

Les pourcentages de la production, des exigences en matière d'émissions et des besoins en combustible prévus couverts d'OPG sont les suivants :

	2012	2013	2014
Production estimative couverte[1]	82 %	81 %	82 %
Besoins en combustible estimatifs couverts[2]	66 %	59 %	56 %
Exigences en matière d'émissions de monoxyde d'azote (« NO ») estimatives couvertes[3]	100 %	100 %	100 %
Exigences en matière d'émissions de SO_2 estimatives couvertes[3]	100 %	100 %	100 %

1 Représente la tranche en mégawattheures de la production future prévue, y compris les achats d'électricité, pour laquelle la Société détient des engagements et des contrats de vente, y compris les obligations en vertu d'engagements de prix réglementés et les conventions avec la SIERE, la SFIEO, et l'OEO.

2 Représentent la tranche approximative en mégawattheures de la production prévue (et les objectifs de fin d'exercice pour le stock de combustible pour la production thermique) de tous les types d'installations (thermiques et nucléaires) pour laquelle OPG a conclu des ententes ou a des obligations contractuelles pour garantir le prix du combustible. Le combustible excédentaire en stock pendant une année donnée est attribué à l'année suivante afin de mesurer les ratios de couverture.

3 Représentent la tranche approximative en mégawattheures de la production thermique prévue pour laquelle OPG a acheté, s'est vu affecter ou a reçu des quotas et des crédits de réduction des émissions afin de respecter ses obligations en vertu du *Règlement 397/01 de l'Ontario en matière d'environnement*.

Marchés des capitaux

La valeur de marché des placements détenus par les Fonds nucléaires d'OPG et le régime de retraite agréé d'OPG pourrait être nettement touchée par les variations de divers facteurs du marché, comme le cours boursier, les taux d'intérêt, l'inflation et le prix des marchandises.

Risque de marché des Fonds nucléaires

Le Fonds de déclassement et le Fonds pour combustible irradié comprennent des placements dans certaines catégories d'actifs, notamment les titres à revenu fixe et les titres de capitaux propres nationaux et internationaux. Ces fonds sont gérés dans le but de produire au fil du temps un rendement suffisant pour répondre aux obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement d'installations. Le rendement de ces fonds distincts est tributaire de divers facteurs comme la conjoncture actuelle et future des marchés des capitaux, qui est intrinsèquement incertaine.

En ce qui a trait au Fonds pour combustible irradié, la Province garantit un taux de rendement annuel de 3,25 %, plus la variation de l'IPC de l'Ontario, pour les premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié. Une variation de la valeur du Fonds, résultant de fluctuations des marchés financiers, liée à la première tranche de 2,23 millions de grappes n'a pas d'incidence sur le bénéfice d'OPG. Le risque de marché lié à l'investissement des fonds réservés pour les grappes additionnelles est assumé par OPG, ce qui n'est pas le cas pour les cotisations visées par la garantie de rendement de la Province.

Le rendement des Fonds nucléaires liés aux centrales louées à Bruce Power dépend du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce créé par la CEO. Le compte d'écarts atténue partiellement le risque de marché pour les Fonds nucléaires, car il englobe les écarts entre le rendement réel et le rendement prévu des Fonds nucléaires, dans la mesure où ils se rapportent aux centrales nucléaires louées à Bruce

Power. Le rendement prévu désigne le rendement approuvé par la CEO dans l'établissement des prix réglementés pour la production nucléaire.

Obligations liées aux avantages postérieurs à l'emploi

Les obligations liées aux avantages postérieurs à l'emploi d'OPG comprennent les régimes de retraite, une assurance-vie collective, une assurance de soins de santé et une assurance en cas d'invalidité prolongée. Les coûts et obligations d'OPG au titre des avantages postérieurs à l'emploi et les cotisations d'OPG au régime de retraite agréé pourraient être considérablement touchés dans l'avenir par divers facteurs, dont : la modification des hypothèses actuarielles; les rendements futurs des placements; les gains et pertes actuariels; la situation actuelle de capitalisation des régimes de retraite et d'autres régimes d'avantages; une modification des avantages; des changements dans l'environnement réglementaire, y compris des modifications éventuelles à la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario); les dessaisissements; et l'incertitude quant à l'exactitude de l'évaluation actuarielle.

Le régime de retraite agréé d'OPG est un régime contributif à prestations déterminées, indexé pour tenir compte de l'inflation et couvrant la plupart des employés et des retraités. Les cotisations au régime de retraite agréé d'OPG sont calculées au moyen d'évaluations actuarielles, qui sont déposées auprès des organismes de réglementation appropriés au moins tous les trois ans. Le régime de retraite agréé d'OPG a fait l'objet d'une évaluation actuarielle effectuée en date du 1er janvier 2011. D'après cette évaluation, OPG a augmenté ses cotisations annuelles au régime, les faisant passer à 300 millions de dollars en 2011 en regard de 270 millions de dollars en 2010. Pour 2012, les cotisations d'OPG devraient s'inscrire à 370 millions de dollars. Les cotisations estimatives de 315 millions de dollars pour 2013 sont fondées sur la cotisation de 2011 rajustée pour tenir compte de la variation prévue des coûts des services rendus au cours de l'exercice. Le montant des cotisations volontaires additionnelles d'OPG, le cas échéant, est revu chaque année. OPG continuera d'évaluer les besoins en matière de cotisations du régime de retraite.

Marchés des changes et de taux d'intérêt

Les bénéfices et les flux de trésorerie d'OPG peuvent être touchés par des fluctuations du dollar américain relativement au dollar canadien et par les taux d'intérêt en vigueur pour ses programmes d'emprunts et de placements.

Les résultats financiers d'OPG sont exposés au risque de volatilité du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain, puisque les combustibles achetés pour les centrales nucléaires sont payés en dollars américains. L'ampleur de cette volatilité est en grande partie tributaire du volume de combustible acheté. En outre, le prix du marché de l'électricité en Ontario est assujetti au taux de change en raison de l'interaction entre les marchés interconnectés de l'Ontario et des États américains avoisinants. Pour gérer ce risque, OPG a recours à divers instruments financiers, comme les contrats à terme et les dérivés, conformément aux politiques de gestion des risques approuvées.

La majeure partie de la dette existante d'OPG porte intérêt à des taux fixes. Le risque de taux d'intérêt découle du besoin de souscrire de nouveaux financements et de l'ajout possible de dettes à taux variable. Ce risque est géré par un éventail d'activités de couverture au moyen d'instruments dérivés, en conformité avec les politiques de gestion des risques de la Société. OPG recourt périodiquement à des swaps de taux d'intérêt pour atténuer des éléments de risque de taux d'intérêt associés à du nouveau financement prévu. Au 31 décembre 2011, OPG avait des swaps de taux d'intérêt en cours d'un notionnel de 792 millions de dollars.

Négociation

Les activités de négociation d'OPG peuvent avoir une incidence sur son rendement financier.

Les activités de négociation d'OPG sont étroitement surveillées, et l'évaluation des risques globaux ainsi que les rapports sur ces évaluations sont présentés à la haute direction quotidiennement. Le risque financier lié aux activités de négociation est évalué au moyen d'une mesure connue sous le nom de « valeur à risque » ou « VaR », définie comme la perte potentielle maximale probabiliste future d'un portefeuille en termes monétaires, en fonction de conditions de marché normales et pour une période déterminée. En 2011, l'utilisation de la VaR a fluctué dans une fourchette allant de néant à 0,5 million de dollars, alors qu'elle se situait entre 0,1 million de dollars et 0,4 million de dollars pour 2010.

Crédit

La détérioration du crédit des contreparties et la non-rentabilité des fournisseurs pourraient avoir des répercussions négatives sur le bénéfice et le flux de trésorerie d'exploitation d'OPG.

La Société est exposée au risque de crédit par le truchement des ventes d'électricité, des activités de négociation d'électricité, des activités de couverture, des activités de trésorerie, y compris les activités d'investissement, ainsi que des transactions commerciales avec ses divers fournisseurs de biens et de services. Le risque de crédit associé aux ventes d'électricité d'OPG est considéré comme faible, puisque la plus grande partie des ventes est effectuée sur le marché au comptant géré par la SIERE. La SIERE surveille le degré de solvabilité de tous les intervenants du marché.

Parmi les autres principales composantes du risque de crédit, citons celles associées aux fournisseurs de services et de produits liés par contrat. OPG gère le risque lié aux divers fournisseurs ou « risque de contrepartie » en évaluant la situation financière de toutes les contreparties et en s'assurant que des garanties appropriées ou d'autres formes de sûretés sont fournies à OPG.

Le tableau qui suit présente un sommaire de l'exposition d'OPG au risque de crédit de toutes les contreparties du fait des activités de transaction et de négociation de l'électricité, au 31 décembre 2011 :

Notation de crédit[1]	Nombre de contreparties[2]	Risque possible[3] (en millions de dollars)	Risque possible pour les contreparties les plus importantes — Nombre de contreparties	Risque possible pour les contreparties les plus importantes — Risque de contrepartie (en millions de dollars)
Qualité supérieure	30	11	3	6
Qualité inférieure	4	15	2	14
SIERE[4]	1	327	1	327
Total	35	353	6	347

1 Les notes sont le résultat de l'analyse faite par OPG, qui s'appuie sur les analyses disponibles faites par des agences de notation externes, de même que sur le soutien de crédit fourni par l'intermédiaire de garanties de la société mère, de lettres de crédit ou d'autres sûretés fournies.
2 Les contreparties d'OPG sont définies par chaque accord global.
3 Le risque possible est l'appréciation statistique par OPG du risque maximal sur la durée de vie de chaque opération selon un intervalle de confiance de 95 %.
4 Le risque de crédit assumé par la SIERE a atteint un sommet de 686 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 et de 768 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Liquidités

Hausser les exigences de liquidités peut avoir des répercussions sur les projets de dépenses en immobilisations.

OPG exerce ses activités dans un secteur hautement capitalistique. Des ressources financières importantes sont nécessaires au financement des projets d'amélioration des immobilisations. De plus, la Société a d'autres dépenses importantes comme les investissements dans de nouvelles capacités de production, les obligations de capitalisation annuelles en vertu de l'ONFA, les cotisations aux régimes de retraite, les paiements des avantages complémentaires de retraite et des autres régimes d'avantages et le remboursement de dettes à l'échéance auprès de la SFIEO. OPG doit s'assurer d'avoir la capacité financière et un accès suffisant à du financement rentable pour financer ses besoins de capitaux. La rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement* traite plus en détail des liquidités de l'entreprise.

Obligations liées aux déchets nucléaires

L'estimation des coûts pour les obligations liées aux déchets nucléaires est fondée sur des hypothèses, notamment des hypothèses qui comportent de l'incertitude sur la fin de vie des centrales et sur le volume des déchets nucléaires.

OPG est responsable de la gestion du combustible nucléaire irradié, des déchets de faible activité et de moyenne activité et du déclassement éventuel de toutes ses centrales nucléaires, y compris les centrales louées à Bruce Power, comme l'exige la CCSN. En vertu de règles et règlements variés, OPG doit fournir l'estimation des coûts associés à ses obligations au titre de la gestion des déchets nucléaires et du déclassement. Ces estimations de coûts sont fondées sur de nombreuses hypothèses sous-jacentes, y compris des hypothèses qui comportent une incertitude quant à la fin de vie des centrales et au volume des déchets nucléaires. Afin d'atténuer cette incertitude inhérente, OPG a entrepris d'examiner les hypothèses sous-jacentes et les estimations des coûts de base au moins une fois tous les cinq ans. Certaines hypothèses sous-jacentes, comme la fin de vie des centrales et le volume prévu des déchets nucléaires, sont examinées et mises à jour chaque année, les changements étant évalués pour en connaître l'incidence sur les passifs. Les changements qui touchent des décisions opérationnelles, comme les décisions de remise en état et de fermeture prématurée d'unités, sont examinés au moment où ils se présentent, et OPG utilise les renseignements existants sur les coûts de base pour évaluer les incidences sur le solde des passifs nucléaires. Si des changements de situations étaient évalués comme étant importants, une nouvelle évaluation anticipée des coûts de base pourrait être effectuée avant la fin de la période de cinq ans.

Au cours de 2011, OPG a comptabilisé une mise à jour des estimations des coûts associés à ses obligations au titre de la gestion des déchets nucléaires et du déclassement, qui sont décrites à la section *Conventions et estimations comptables critiques*.

Risques liés à la réglementation

OPG est assujettie à un grand nombre de lois et de règlements fédéraux et provinciaux qui ont une incidence sur ses activités et sa situation financière.

OPG est assujettie à la réglementation de divers organismes comme la CEO et la CCSN. Les risques associés au fait d'être une entité réglementée comprennent l'incapacité possible de récupérer au complet les capitaux investis et les coûts d'exploitation, la baisse des bénéfices et l'augmentation des coûts d'exploitation. Les incidences défavorables de ces risques sont atténuées en maintenant des relations étroites avec les organismes de réglementation et les organismes émetteurs de normes et de codes afin de relever rapidement les problèmes et d'en discuter.

Réglementation des tarifs

D'importantes incertitudes demeurent quant à l'issue des procédures tarifaires qui déterminent les tarifs réglementés pour les activités à tarifs réglementés d'OPG.

Les tarifs de l'électricité produite par la plupart des installations hydroélectriques de base d'OPG et la totalité de ses installations nucléaires sont actuellement établis par la CEO au moyen d'une méthode fondée sur une prévision du coût du service. Comme c'est le cas pour tous les tarifs réglementés établis au moyen de la méthode fondée sur une prévision du coût du service, il y a un risque que les tarifs établis par l'organisme de réglementation ne permettent pas de recouvrer tous les coûts réels engagés au titre des activités à tarifs réglementés ou que les activités à tarifs réglementés ne génèrent pas un rendement au taux approuvé.

En mars 2011, la CEO a rendu sa décision à l'égard de la demande d'OPG pour l'obtention de nouveaux tarifs réglementés, avec prise d'effet le 1er mars 2011. En avril 2011, OPG a déposé un avis d'appel auprès de la Cour quant à la décision de la CEO rejetant la demande pour qu'une partie des coûts de rémunération des employés des centrales nucléaires d'OPG soit recouvrée à même les tarifs réglementés. La cause a été entendue en octobre 2011 et des mémoires supplémentaires ont été déposés en janvier 2012. Dans sa décision rendue le 14 février 2012, la Cour a rejeté l'appel par une majorité de deux contre un. OPG analyse actuellement les incidences de cette décision ainsi que l'avis du juge dissident.

L'évaluation des actifs et passifs réglementaires repose sur certaines estimations et hypothèses, y compris des hypothèses posées relativement à l'interprétation des décisions de la CEO et du *Règlement de l'Ontario 53/05*, en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*. Ces estimations et les hypothèses posées relativement à l'interprétation du *Règlement de l'Ontario 53/05* et des décisions de la CEO sont examinées dans le cadre du processus réglementaire de la CEO.

OPG devrait déposer auprès de la CEO sa prochaine demande relative au coût du service pour l'établissement de nouveaux tarifs réglementés au deuxième trimestre de 2012.

Exigences de la réglementation nucléaire

Un parc de centrales nucléaires désuètes ou une modification des codes techniques ou des lois peut augmenter le risque de non-conformité aux exigences réglementaires en matière de production nucléaire.

L'incertitude associée aux exigences de la réglementation nucléaire est liée surtout au vieillissement des centrales, aux risques technologiques et aux modifications des codes techniques. Le fait de satisfaire à ces exigences de façon proactive contribue à hausser les coûts d'exploitation et peut, dans certains cas, entraîner une réduction ou l'élimination de la capacité de production d'une centrale ou le remplacement précoce d'une composante.

Risques d'entreprise

Les perspectives commerciales d'OPG pourraient être touchées négativement par de nombreux risques d'entreprise, comme ceux liés à la demande et à l'offre d'électricité, aux ressources humaines, à la santé et la sécurité et à la réputation de l'entreprise.

Les principaux risques qui pourraient avoir une incidence possible sur les activités, la réputation, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives d'OPG sont analysés ci-après.

Demande et offre d'électricité

La production d'OPG pourrait être supplantée si des sources d'énergie renouvelable, avec l'encouragement de la Loi sur l'énergie verte, *entraient sur le marché.*

La *Loi sur l'énergie verte* devrait assurer la fourniture d'une importante quantité d'électricité additionnelle à partir de sources d'énergie renouvelable. L'ajout potentiel par d'autres producteurs de quantités importantes de sources d'énergie renouvelable non acheminables pourrait avoir une incidence sur les activités futures d'OPG.

Une demande primaire plus basse que prévu, conjuguée à l'augmentation des sources de production de base, pourrait générer une production de base excédentaire, ce qui pourrait forcer OPG à procéder à des déversements d'eau à ses centrales hydroélectriques et à réduire la production de ses centrales nucléaires. Une situation de production de base excédentaire pourrait entraîner une baisse des revenus d'OPG. La mesure dans laquelle cette situation pourrait se produire dépend de divers facteurs, comme la demande d'électricité, la quantité d'énergie renouvelable produite et les conditions météorologiques et hydrologiques. La CEO a autorisé l'établissement du compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire, avec prise d'effet le 1er mars 2011, lequel peut atténuer l'incidence financière des déversements d'eau aux centrales hydroélectriques en cas de production de base excédentaire.

Ressources humaines

La situation financière d'OPG pourrait subir l'incidence d'une pénurie de ressources humaines compétentes ou ayant les compétences adéquates pour ses besoins opérationnels.

OPG continue d'être exposée au risque associé à la disponibilité de ressources compétentes et expérimentées. Afin de limiter l'incidence de ce risque, OPG s'est engagée dans un effort de planification de la main-d'œuvre à l'échelle de l'entreprise et a établi un processus de surveillance continu afin d'évaluer les risques, les problèmes et les occasions de recrutement de façon régulière. OPG continue également de mettre l'accent sur les programmes de planification de la relève, de développement du leadership et de conservation du savoir afin d'améliorer les compétences de sa main-d'œuvre. OPG prévoit répondre aux besoins de l'entreprise en matière de ressources humaines en comblant l'attrition par le réalignement du travail et en simplifiant les processus.

Au 31 décembre 2011, environ 89 % de la main-d'œuvre permanente d'OPG était représentée par un syndicat. En plus de faire appel à sa main-d'œuvre permanente, OPG confie les travaux de construction aux membres de 22 syndicats de métiers ayant des droits de négociation établis sur les installations d'OPG.

Santé et sécurité

Le programme de contrôle des risques et de gestion de la sécurité d'OPG est conçu pour gérer efficacement les risques de sécurité dans les secteurs à risque élevé.

Les activités d'OPG exposent les employés et entrepreneurs à divers risques de sécurité au travail. OPG est résolue à atteindre son objectif de zéro blessure et d'amélioration continue en appliquant les systèmes officiels de gestion de la sécurité à l'échelle de la Société selon les règles de la norme OHSAS de la British Standard Institution. Ces systèmes permettent à OPG de gérer de manière proactive les risques liés à la sécurité. L'amélioration des programmes de prévention de chutes d'objets et une meilleure application des processus concernant la protection au travail sont au cœur des priorités actuelles relatives à la réduction des risques à l'échelle de l'entreprise.

Réputation de l'entreprise

OPG est exposée au risque de réputation associé aux changements d'opinion des diverses parties prenantes à l'égard de son profil public. OPG met sur pied diverses activités d'assurance et de gestion des risques afin de gérer les risques pour sa réputation.

À titre de fournisseur d'une partie importante de l'électricité de la Province, il est essentiel pour OPG de maintenir une réputation sans tache. OPG s'efforce d'établir et de maintenir sa réputation au moyen de nombreuses pratiques, y compris des programmes d'engagement social à l'échelle de la Province, des pratiques de gouvernance appropriées et transparentes et une communication efficace avec les parties prenantes. En outre, OPG met sur pied des programmes d'amélioration continue de diverses activités d'assurance et de gestion des risques.

Réseaux de transport et d'interconnexion

OPG pourrait faire face à des contraintes liées au transport qui pourraient avoir une incidence sur ses activités et sur sa capacité à approvisionner en électricité les marchés de l'électricité interconnectés et de l'Ontario.

OPG dépend de la capacité et de la fiabilité des réseaux de transport et d'interconnexion qui connectent ses générateurs aux clients en Ontario et dans les marchés interconnectés. En Ontario, la capacité de ces réseaux de transport est limitée dans certaines circonstances et l'accroissement de la capacité doit être approuvé par la CEO. OPG peut aussi faire face à des contraintes de transport dans les marchés interconnectés. La capacité et la fiabilité de ces réseaux d'interconnexion, de transport et de distribution sont des facteurs sur lesquels OPG n'a aucun contrôle, et toute limitation, restriction d'accès ou diminution de la fiabilité pourrait avoir une incidence sur l'offre d'électricité aux clients dans les marchés interconnectés et en Ontario par OPG. Cela pourrait entraîner une importante perte de revenus de production et une augmentation des coûts.

Propriété provinciale

L'engagement d'OPG à maximiser le rendement de l'investissement de l'actionnaire dans les actifs d'OPG pourrait faire concurrence à l'obligation de l'actionnaire de réagir sur une foule de questions.

La Province détient la totalité des actions ordinaires émises et en circulation d'OPG. Par conséquent, la Province détermine la composition du conseil d'administration d'OPG et peut exercer une influence directe sur les grandes décisions. Les intérêts d'OPG et les intérêts plus étendus de la Province peuvent être contradictoires avec l'obligation de la Province de réagir sur une foule de questions comme la réglementation du secteur de l'électricité de l'Ontario, la réglementation des questions environnementales, la répartition des coûts de gestion des déchets nucléaires entre OPG et la Province, la réduction de la dette restante des revenus du secteur de l'électricité, et toute vente future par la Province de la totalité ou d'une partie des actifs ou des actions ordinaires de la Société, et l'établissement du montant des paiements que la Société doit faire à la Province par voie de dividendes ou d'impôts. OPG est déterminée à atteindre l'excellence opérationnelle, à maintenir de bonnes relations avec les diverses parties prenantes et à maximiser le rendement de ses actifs.

En 2008, l'ancien ministre de l'Énergie a annoncé que la centrale Lakeview d'OPG ne serait plus envisagée pour la production d'électricité. En 2011, la ville de Mississauga, la Province et OPG ont conclu un protocole d'entente afin d'élaborer une vision commune de l'utilisation future possible de la centrale Lakeview d'OPG. Les travaux préliminaires en vertu du protocole d'entente ont débuté. Le résultat ultime de ce processus est inconnu à l'heure actuelle, mais il pourrait avoir une incidence considérable sur la valeur de la centrale Lakeview d'OPG.

Technologies de l'information

La capacité d'OPG de mener ses activités de manière efficace dépend notamment de la gestion efficace de ses besoins en matière de systèmes de technologie de l'information (« TI »). Des pannes des systèmes de TI pourraient avoir une incidence négative sur OPG.

La capacité d'OPG de mener ses activités de manière efficace dépend en partie de l'infrastructure complexe des systèmes de TI que la Société doit mettre au point ou sous-traiter et gérer. Si OPG n'était pas en mesure de combler ses besoins en matière de TI, des pannes de systèmes pourraient survenir, ou encore la Société pourrait être incapable de faire en sorte que ses systèmes de TI soient alignés. OPG surveille de près ses besoins en matière de systèmes et de services de technologie de l'information.

Fournisseurs

Si les fournisseurs stratégiques faillaient à leurs engagements ou s'il était impossible de diversifier la liste de fournisseurs, les résultats financiers et la réputation d'OPG pourraient être touchés négativement.

La capacité d'OPG de mener ses activités de manière efficace dépend en partie de son accès à des fournisseurs d'équipement, de matériel et de services. La perte de fournisseurs clés d'équipement, de matériel et de services, particulièrement pour le secteur de la production nucléaire, pourrait avoir une incidence sur cette capacité. OPG atténue ce risque dans la mesure du possible par la négociation efficace de contrats et par l'emploi de solides libellés, ainsi que par une surveillance et une diversification de ses fournisseurs.

Marchés de l'électricité interconnectés

OPG pourrait ne pas être capable de livrer concurrence avec succès dans les marchés interconnectés en raison de divers facteurs du marché et de facteurs réglementaires.

La capacité d'OPG de livrer concurrence sur les marchés de l'électricité interconnectés dépend de nombreux facteurs externes, y compris : le coût du transport de l'électricité vers ces marchés; le prix de l'électricité dans ces marchés; la concurrence exercée par d'autres producteurs et vendeurs d'électricité; l'état de la déréglementation en Ontario et dans les marchés interconnectés; les taux de change; toute nouvelle barrière commerciale; la détention par OPG d'un permis de la Federal Energy Regulatory Commission; et les coûts pour se conformer aux normes environnementales imposées par ces marchés. Rien ne garantit qu'OPG continuera de pouvoir livrer concurrence avec succès dans les marchés interconnectés.

Ententes de location et partenariats

Le rendement financier d'OPG pourrait s'en ressentir si les risques liés aux contrats de location et aux partenariats devaient se réaliser.

OPG a loué ses centrales nucléaires Bruce à Bruce Power et est partie à diverses ententes de partenariat relatives à la propriété et à l'exploitation des centrales nucléaires. Ces centrales sont toutes exposées à divers risques opérationnels, financiers, réglementaires et environnementaux.

De plus, en vertu du contrat de location des centrales Bruce, les revenus tirés du contrat sont réduits chaque année civile où la moyenne arithmétique annuelle du PHEO chute sous les 30 $/MWh et si certaines autres conditions sont respectées. La réduction conditionnelle des revenus dans l'avenir, prévue dans le contrat de location des centrales Bruce, est traitée comme un dérivé selon le chapitre 3855. Les dérivés sont évalués à la juste valeur et les variations de la juste valeur sont constatées à l'état des résultats consolidé. En raison de la réduction du PHEO moyen futur prévu, la juste valeur du dérivé constituant un passif a augmenté pour s'établir à 186 millions de dollars au 31 décembre 2011 comparativement à 163 millions de dollars au 31 décembre 2010. Le risque demeurera jusqu'à ce que les unités Bruce qui sont soumises à ce mécanisme cessent leurs activités, que certaines unités soient remises en état ou que le contrat de location prenne fin. Ce risque est atténué dans le cadre du processus réglementaire de la CEO, car les revenus tirés de la location des centrales Bruce sont inclus dans l'établissement des prix réglementés pour la production des installations nucléaires et sont visés par le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

Événements naturels ou imprévus

La poursuite des activités d'OPG et la sécurité de ses diverses parties prenantes sont exposées aux effets possibles des incidents et situations imprévisibles comme les catastrophes naturelles et les accidents.

OPG est exposée à des incidents, à des aléas ou à des événements comme des catastrophes naturelles ou une pandémie d'influenza qui pourraient menacer la sécurité des diverses parties prenantes ou la poursuite de ses activités. OPG peut être exposée à un événement important pour lequel elle n'est pas pleinement assurée ou ne serait pas indemnisée, ou une partie pourrait ne pas respecter ses obligations en matière d'indemnisation.

Le programme de gestion des situations d'urgence d'OPG est conçu pour assurer la poursuite des activités et réagir à des incidents ou événements qui pourraient menacer la sécurité des parties prenantes. Le programme vise à protéger la santé et la sécurité des employés, du public et des intervenants d'urgence, l'environnement et les actifs et la réputation d'OPG. Les éléments du programme sont conçus pour répondre aux exigences légales et réglementaires.

Collectivités des Premières nations et des Métis

L'issue des négociations avec les collectivités des Premières nations et des Métis en Ontario dépend de nombreux facteurs comme la législation et les précédents créés par les décisions des tribunaux.

Les droits des peuples autochtones et les droits issus de traités visant les collectivités autochtones sont reconnus et maintenus dans la *Loi constitutionnelle de 1982*. OPG peut faire l'objet de plaintes des collectivités des Premières nations et des Métis et d'autres groupes et personnes autochtones pour les aménagements d'installations de production, l'exploitation passée d'Ontario Hydro en lien avec les titres ou les droits des Premières nations ou des Métis, ou l'absence de permis, de droits de passage, de servitudes ou de droits similaires liés aux terres détenues par les Premières nations en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada) et d'autres résolutions de griefs historiques.

OPG a une politique sur les relations avec les Premières nations et les Métis qui définit son engagement de nouer et d'entretenir des relations positives avec ces collectivités. OPG a réussi à résoudre certains griefs historiques. Cependant, l'issue des négociations en cours et futures avec les collectivités des Premières nations et des Métis dépend d'un certain nombre de facteurs, y compris les lois et règlements, qui peuvent changer avec le temps. Les précédents créés par les décisions des tribunaux ont aussi une incidence sur les négociations et la résolution de griefs historiques.

Risques environnementaux

OPG peut être assujettie à des amendes, à des pénalités et à des réclamations si elle ne se conforme pas aux lois environnementales applicables. Des changements dans les règlements environnementaux peuvent mener à la non-conformité de certaines activités existantes, à l'incapacité possible de se conformer, à des responsabilités éventuelles et à des coûts pour OPG.

Des modifications des lois environnementales pourraient créer des risques de conformité et donner lieu à des responsabilités éventuelles qui pourraient nécessiter l'installation de technologies de contrôle, l'achat de crédits de réduction des émissions, de quotas ou de crédits compensatoires, ou la réduction de la production d'électricité. En outre, certaines des activités d'OPG peuvent nuire à l'habitat naturel, mettre en péril la faune et la flore aquatiques et terrestres, ou contaminer les sols et l'eau, ce qui nécessiterait la prise de mesures de décontamination. Par ailleurs, le fait d'enfreindre les lois environnementales applicables pourrait donner lieu à des mesures coercitives, y compris des ordonnances ou des accusations.

Au deuxième trimestre de 2011, la Province a annoncé la mise en œuvre d'un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES après 2012, qui risque d'entraîner des coûts importants pour l'achat de quotas ou de crédits compensatoires pour contrer les émissions de GES provenant de la production brûlant du charbon, du pétrole et du gaz naturel. Pour en savoir plus sur la performance et les politiques d'OPG sur le plan environnemental, voir la section intitulée *Vision, activités de base et stratégie*.

OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Étant donné que la Province détient toutes les actions d'OPG, les parties liées comprennent la Province, Infrastructure Ontario, l'OEO et les autres sociétés issues du regroupement d'Ontario Hydro, dont Hydro One Inc. (« Hydro One »), la SIERE et la SFIEO. Les opérations entre OPG et les parties liées sont mesurées à la valeur d'échange, soit la valeur de la contrepartie qui a été établie et acceptée par les parties liées.

Ces opérations se résument comme suit :

(en millions de dollars)	Revenus	Charges	Revenus	Charges
	2011		2010	
Hydro One				
Ventes d'électricité	**16**	**–**	18	–
Services	**–**	**13**	–	16
Province d'Ontario				
Frais sur les revenus bruts, droits d'utilisation de l'eau et impôt foncier	**–**	**122**	–	116
Garanties	**–**	**8**	–	7
Garantie du taux de rendement du Fonds pour combustible irradié	**266**	**–**	–	186
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts et impôt foncier de remplacement	**–**	**217**	–	208
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	**–**	**196**	–	203
Impôts sur le capital	**–**	**(10)**	–	11
Impôts sur les bénéfices, déduction faite des crédits d'impôt à l'investissement	**–**	**(54)**	–	77
Entente de soutien d'urgence	**367**	**–**	258	–
Infrastructure Ontario				
Remboursement des charges engagées durant l'approvisionnement de nouvelles unités de production nucléaire	**–**	**(2)**	–	3
SIERE				
Ventes d'électricité	**3 983**	**43**	4 215	27
Services auxiliaires	**55**	**–**	61	–
OEO	**155**	**–**	142	–
	4 842	**533**	4 694	854

Au 31 décembre 2011, les débiteurs comprenaient une somme de 3 millions de dollars (3 millions de dollars en 2010) à recevoir de Hydro One, une somme de 327 millions de dollars (129 millions de dollars en 2010) à recevoir de la SIERE, et une somme de 57 millions de dollars (22 millions de dollars en 2010) à recevoir de l'OEO. Les créditeurs et les charges à payer au 31 décembre 2011 comprenaient un montant de 7 millions de dollars (2 millions de dollars en 2010) à payer à Hydro One et un montant de 1 million de dollars (3 millions de dollars en 2010) à payer à Infrastructure Ontario.

INFORMATION SUR LA GOUVERNANCE ET SUR LE COMITÉ D'AUDIT ET DES FINANCES

L'information à fournir sur la gouvernance et sur le comité d'audit et des finances est comprise dans la Notice annuelle de 2011 d'OPG.

CONTRÔLES INTERNES À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE ET CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, est responsable du maintien de contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière. Les contrôles et procédures de communication de l'information sont conçus pour fournir une assurance raisonnable que toute l'information pertinente est recueillie puis communiquée à la haute direction, y compris au président et chef de la direction et au chef des finances, pour que des décisions appropriées soient prises en temps opportun concernant la communication de l'information. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière est conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis selon les PCGR du Canada.

Une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information d'OPG a été menée en date du 31 décembre 2011. La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a conclu que les contrôles et procédures de communication de l'information d'OPG (comme il est défini dans le Règlement 52-109, *Attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*, des Autorités canadiennes en valeurs mobilières) étaient efficaces en date du 31 décembre 2011.

Il n'y a eu aucune modification importante des contrôles internes à l'égard de l'information financière dans la plus récente période intermédiaire qui a eu ou pourrait raisonnablement avoir une incidence importante sur les contrôles internes à l'égard de l'information financière d'OPG.

QUATRIÈME TRIMESTRE

Analyse des résultats d'exploitation

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars) (non audité)	**2011**	2010
Ventes de la production réglementée	**837**	848
Ventes sur le marché au comptant, déduction faite des instruments de couverture	**94**	156
Comptes d'écarts	**28**	54
Divers	**293**	265
Revenus	**1 252**	1 323
Charges liées au combustible	**188**	184
Marge brute	**1 064**	1 139
Exploitation, maintenance et administration	**730**	728
Amortissement	**173**	173
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**176**	165
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(223)**	(200)
Restructuration à la suite de la fermeture de centrales au charbon	**2**	2
Impôt foncier et impôt sur le capital	**13**	14
Bénéfice avant autres (gains) pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	**193**	257
Autres (gains) pertes	**(24)**	6
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**217**	251
Intérêts débiteurs, montant net	**44**	46
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	**173**	205
(Recouvrement) charge d'impôts	**(74)**	3
Bénéfice net	**247**	202

Revenus

Les revenus se sont établis à 1 252 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2011, comparativement à 1 323 millions de dollars pour la période correspondante de 2010. La baisse de 71 millions de dollars découle principalement de l'arrêt des ajouts au compte d'écarts des pertes fiscales par suite de la décision de la CEO ayant pris effet le 1er mars 2011, d'une diminution de la production dans les secteurs de la production hydroélectrique non réglementée et de la production nucléaire, et de la baisse des prix de vente dans les secteurs de la production hydroélectrique réglementée et non réglementée au cours du trimestre clos le 31 décembre 2011, comparativement au trimestre correspondant de 2010.

La réduction conditionnelle des revenus dans l'avenir, prévue dans le contrat de location des centrales Bruce, est traitée comme un dérivé selon le chapitre 3855. Les dérivés sont évalués à la juste valeur et les variations de la juste valeur sont constatées à l'état des résultats consolidé. En raison d'une diminution du PHEO moyen futur prévu au cours du quatrième trimestre de 2011, la juste valeur du dérivé constituant un passif a augmenté de 22 millions de dollars. Pour la période correspondante de 2010, la juste valeur du dérivé constituant un passif avait diminué de 2 millions de dollars. Ces changements aux revenus tirés du contrat pour 2011 et 2010 ont été contrebalancés par l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

Charges liées au combustible

Les charges liées au combustible ont été de 188 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2011, comparativement à 184 millions de dollars pour la période correspondante de 2010. L'augmentation de 4 millions de dollars tient surtout à la montée des prix du combustible nucléaire, en partie contrebalancée par une baisse de la production aux centrales thermiques d'OPG.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2011, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont élevées à 730 millions de dollars, comparativement à 728 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2010. L'augmentation de 2 millions de dollars s'explique principalement par la hausse des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, déduction faite de l'incidence du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, et par l'accroissement des coûts liés à la maintenance, aux projets et aux interruptions. L'augmentation a été en grande partie annulée par une baisse des dépenses au titre des activités d'aménagement de nouvelles installations nucléaires et des coûts de remise en état de la capacité, déduction faite de l'incidence des comptes d'écarts réglementaires connexes.

Autres (gains) pertes

Au cours du quatrième trimestre de 2011, OPG a inscrit un gain de 19 millions de dollars par suite d'une réduction de la provision pour les passifs environnementaux.

Revenus moyens

Le prix moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario, les revenus moyens par kWh pour tous les producteurs d'électricité en Ontario et les revenus moyens d'OPG par kWh pour la production à tarifs réglementés en vertu des ententes de recouvrement des coûts ou en vertu des contrats d'approvisionnement en énergie et ceux réalisés sur le marché de l'électricité en Ontario, par secteur de production d'électricité isolable pour les trimestres clos le 31 décembre 2011 et 2010, se sont établis comme suit :

Trimestres clos les 31 décembre (¢/kWh)	2011	2010
PHEO moyen pondéré	**2,8**	3,3
Revenus moyens pour tous les producteurs d'électricité en Ontario[1]	**7,3**	6,8
Production nucléaire réglementée	**5,5**	5,5
Production hydroélectrique réglementée	**3,4**	3,7
Production hydroélectrique non réglementée	**2,9**	3,3
Production thermique non réglementée	**2,3**	3,2
Revenus moyens pour OPG[2]	**5,4**	5,3

1 Correspondent au total du PHEO moyen et des paiements d'ajustements globaux moyens.

2 Comprennent d'autres revenus tirés de l'énergie provenant surtout des ententes de recouvrement des coûts aux centrales Nanticoke, Lambton et Lennox, ainsi que les revenus tirés des CAEH aux centrales hydroélectriques. Si ces autres revenus tirés de l'énergie avaient été exclus, les revenus moyens d'OPG pour les quatrièmes trimestres de 2011 et de 2010 auraient été de 4,6 ¢/kWh.

La variation des revenus moyens du secteur Production hydroélectrique réglementée pour 2011 reflète la décision de mars 2011 de la CEO établissant les tarifs réglementés prenant effet le 1er mars 2011, comme il en est question à la rubrique *Faits nouveaux*.

La baisse des revenus moyens d'OPG dans les secteurs non réglementés pour le trimestre clos le 31 décembre 2011 par rapport au trimestre correspondant de 2010 est surtout imputable à l'incidence de la baisse des prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario.

Production d'électricité

Trimestres clos les 31 décembre (TWh)	2011	2010
Production nucléaire réglementée	**12,0**	12,4
Production hydroélectrique réglementée	**5,0**	4,7
Production hydroélectrique non réglementée	**2,8**	3,6
Production thermique non réglementée	**0,6**	1,0
Total de la production d'électricité	**20,4**	21,7

Le volume total des ventes d'électricité pour le trimestre clos le 31 décembre 2011 s'est établi à 20,4 TWh, comparativement à 21,7 TWh pour la période correspondante de 2010. La baisse est attribuable à une baisse de la production d'électricité aux centrales hydroélectriques non réglementées et aux centrales thermiques et nucléaires d'OPG, contrebalancée en partie par une hausse de la production d'électricité aux centrales hydroélectriques réglementées.

Au cours des quatrièmes trimestres de 2011 et 2010, la demande primaire d'électricité en Ontario a été de respectivement 34,3 TWh et 34,9 TWh.

Situation de trésorerie et sources de financement

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'exploitation pour le trimestre clos le 31 décembre 2011 se sont établis à 3 millions de dollars, comparativement à des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation de 130 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2010. Cette diminution des flux de trésorerie a découlé principalement de rentrées moins élevées résultant d'une baisse des revenus de production, qui ont été en partie annulées par une baisse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et des charges liées au combustible.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement au cours du trimestre clos le 31 décembre 2011 ont atteint 334 millions de dollars, comparativement à 280 millions de dollars pour la période correspondante de 2010. L'augmentation des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement s'explique essentiellement par la hausse des dépenses en immobilisations pour le projet Lower Mattagami et le projet de remise en état de la centrale Darlington, partiellement contrebalancée par la diminution des dépenses en immobilisations pour le projet Upper Mattagami et Hound Chute.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour le trimestre clos le 31 décembre 2011 se sont établis à 164 millions de dollars, contre 88 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2010. L'accroissement des flux de trésorerie provient principalement de l'émission de titres de créance à long terme pour le projet Lower Mattagami et le projet du tunnel de Niagara au cours du quatrième trimestre de 2011.

FAITS SAILLANTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

Les tableaux qui suivent présentent les principales informations financières tirées des états financiers consolidés intermédiaires non audités d'OPG pour chacun des 12 trimestres les plus récents. Ces informations financières ont été préparées selon les PCGR du Canada.

(en millions de dollars) (non audité)	Trimestres de 2011 clos les 31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	Total
Revenus	**1 252**	**1 275**	**1 226**	**1 308**	**5 061**
Bénéfice net (perte nette)	**247**	**(96)**	**114**	**151**	**416**
Résultat net par action *(en dollars)*	**0,96 $**	**(0,38) $**	**0,45 $**	**0,59 $**	**1,62 $**

(en millions de dollars) (non audité)	Trimestres de 2010 clos les 31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	Total
Revenus	1 323	1 391	1 210	1 443	5 367
Bénéfice net (perte nette)	202	333	(29)	143	649
Résultat net par action *(en dollars)*	0,79 $	1,29 $	(0,11) $	0,56 $	2,53 $

(en millions de dollars) (non audité)	Trimestres de 2009 clos les 31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	Total
Revenus après le rabais associé à la limite de revenus	1 390	1 345	1 397	1 481	5 613
Bénéfice net (perte nette)	67	259	306	(9)	623
Résultat net par action *(en dollars)*	0,26 $	1,01 $	1,20 $	(0,04) $	2,43 $

Bilan aux 31 décembre

(en millions de dollars)	**2011**	2010	2009
Total de l'actif	**32 136**	29 577	27 584
Total du passif à long terme	**22 472**	20 178	18 180
Actions ordinaires en circulation *(en millions)*	**256,3**	256,3	256,3

Les résultats trimestriels d'OPG sont touchés par les variations de la demande qui résultent surtout des fluctuations saisonnières des conditions climatiques. Par le passé, les revenus d'OPG ont généralement été plus élevés au premier trimestre en raison des besoins de chauffage et au troisième trimestre en raison des besoins de climatisation.

Les autres éléments qui ont eu une incidence sur le bénéfice net (la perte nette) de certains des trimestres présentés ci-dessus sont les suivants :

- Baisse de la marge brute en 2009 attribuable principalement à une baisse de la production aux centrales thermiques et nucléaires d'OPG, à une diminution des prix de vente de l'électricité dans les secteurs de production non réglementée, et à la hausse des prix des combustibles et des coûts liés aux combustibles aux centrales thermiques d'OPG, compensées en partie par la comptabilisation des revenus relatifs à une entente de soutien d'urgence conclue avec la SFIEO.
- Baisse des bénéfices au premier trimestre de 2009 entraînée par une hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration attribuable surtout à une augmentation des interruptions planifiées et des activités de maintenance et aux activités de développement de nouvelle capacité de production nucléaire, déduction faite de l'incidence des comptes d'écarts réglementaires connexes, ainsi qu'à la remise en état de capacité aux centrales nucléaires d'OPG.
- Baisse des bénéfices causée par les pertes subies sur les Fonds nucléaires au premier trimestre de 2009 par suite principalement de la baisse de l'IPC de l'Ontario. Les pertes subies sur les Fonds nucléaires ont été partiellement atténuées par l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce qui absorbe la partie des pertes des Fonds nucléaires qui se rapporte aux centrales nucléaires louées à Bruce Power.
- Baisse de la production des centrales nucléaires d'OPG au deuxième trimestre de 2009 entraînée surtout par une interruption planifiée des contrôles en bâtiment sous vide à la centrale nucléaire Darlington.
- Augmentation de la marge brute au deuxième trimestre de 2009 attribuable à la comptabilisation d'un actif réglementaire de 199 millions de dollars, sans les intérêts, qui se rapporte au compte d'écarts des pertes fiscales autorisé par la CEO qui a pris effet le 1er avril 2008.
- Augmentation du rendement des Fonds nucléaires de 343 millions de dollars et 550 millions de dollars respectivement pour les deuxième et troisième trimestres de 2009, par rapport aux trimestres correspondants de 2008, attribuable surtout à l'amélioration des évaluations sur les marchés des capitaux mondiaux, neutralisée en partie par la réduction de 150 millions de dollars et 106 millions de dollars respectivement de l'actif réglementaire dans le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.
- Baisse des bénéfices de 25 millions de dollars au premier trimestre de 2010 au titre d'indemnités de départ liées à la décision de fermer deux unités alimentées au charbon à chacune des centrales alimentées au charbon Lambton et Nanticoke.
- Augmentation des bénéfices de 102 millions de dollars au deuxième trimestre de 2010 attribuable à la diminution de la charge d'impôts, découlant surtout d'une réduction des passifs d'impôts par suite de la résolution d'un certain nombre d'incertitudes fiscales liées à la conclusion de contrôles fiscaux d'années d'imposition antérieures.
- Augmentation des bénéfices au cours du troisième trimestre de 2010 par suite surtout d'une hausse des prix de vente moyens dans les secteurs non réglementés et de l'accroissement du rendement des Fonds nucléaires, en partie annulés par une baisse de la production nucléaire et hydroélectrique et par la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.
- Augmentation des bénéfices au cours du quatrième trimestre de 2010 découlant essentiellement de l'accroissement de 144 millions de dollars du rendement des Fonds nucléaires, en partie contrebalancé par la réduction de 71 millions de dollars de l'actif réglementaire dans le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.
- Augmentation des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite en 2011, surtout du fait des taux d'actualisation plus bas en 2011.
- Baisse de la marge brute au cours du premier trimestre de 2011, résultant principalement d'une baisse des revenus comptabilisés pour le contrat d'approvisionnement en énergie pour la centrale Lennox, de l'arrêt des ajouts au compte d'écarts des pertes fiscales par suite de la décision de mars 2011 de la CEO et de la diminution des revenus tirés de la production thermique, le tout en partie contrebalancé par une baisse des prix des combustibles et des coûts liés aux combustibles et une hausse des revenus relatifs à l'entente de soutien d'urgence conclue avec la SFIEO pour les centrales alimentées au charbon Nanticoke et Lambton, ainsi que par l'accroissement des revenus tirés de la production nucléaire.
- Établissement du compte des écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite par la CEO dans sa décision de juin 2011, avec prise d'effet le 1er mars 2011. Ainsi, OPG a comptabilisé un actif réglementaire de 41 millions de dollars dans ce compte d'écarts au deuxième trimestre de 2011, ce qui a donné lieu à des réductions des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et de la charge d'impôts de respectivement 30 millions de dollars et 11 millions de dollars.
- Comptabilisation par OPG de charges de restructuration de 19 millions de dollars au troisième trimestre de 2011, au titre d'indemnités de départ liées à la fermeture des deux unités alimentées au charbon à la centrale Nanticoke le 31 décembre 2011.

De plus amples renseignements sur OPG, y compris sa notice annuelle, se trouvent sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

AUTRES MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR

En plus de présenter le bénéfice net selon les PCGR du Canada, le rapport de gestion, les états financiers consolidés audités aux 31 décembre 2011 et 2010 et pour les exercices clos à ces dates et les notes y afférentes d'OPG présentent certaines mesures financières non conformes aux PCGR. Ces mesures financières n'ont pas de signification normalisée prescrite par les PCGR du Canada et ne sont donc probablement pas comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés.

OPG utilise ces mesures pour la prise de décisions d'exploitation et l'évaluation de son rendement. Les lecteurs du rapport de gestion, des états financiers consolidés et des notes y afférentes utilisent ces mesures pour évaluer le rendement financier des activités de la Société. Ces mesures financières non conformes aux PCGR n'ont pas été présentées à titre de substitut du bénéfice net calculé selon les PCGR du Canada comme indicateur du rendement d'exploitation. La définition des mesures financières non conformes aux PCGR se présente comme suit :

1) Le **RCP** correspond au bénéfice net divisé par les capitaux propres moyens, compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu, et est calculé comme suit :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**2011**	2010
Capitaux propres rajustés moyens		
Capitaux propres au début de l'exercice	**8 085**	7 481
Moins : cumul des autres éléments du résultat étendu au début de l'exercice	**(69)**	(24)
Capitaux propres rajustés au début de l'exercice	**8 154**	7 505
Capitaux propres à la fin de l'exercice	**8 393**	8 085
Moins : cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin de l'exercice	**(163)**	(69)
Capitaux propres rajustés à la fin de l'exercice	**8 556**	8 154
Capitaux propres rajustés moyens	**8 355**	7 830
RCP *(en pourcentage)*		
Bénéfice net	**416**	649
Divisé par les capitaux propres rajustés moyens	**8 355**	7 830
RCP *(en pourcentage)*	**5,0**	8,3

2) La **marge brute** se définit comme les revenus diminués des charges liées au combustible.

3) Le **bénéfice** désigne le bénéfice net.

Pour obtenir de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec :

Relations avec les investisseurs 416-592-6700
1-866-592-6700
investor.relations@opg.com

Relations avec les médias 416-592-4008
1-877-592-4008

www.opg.com
www.sedar.com

RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

La responsabilité à l'égard de la présentation et de la préparation des états financiers consolidés annuels et du rapport de gestion incombe à la direction d'Ontario Power Generation Inc. (« OPG »).

Les états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada et conformément aux exigences de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (« CVMO »), selon le cas. Le rapport de gestion a été préparé conformément aux exigences des autorités en valeurs mobilières, y compris le Règlement 51-102 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et ses exigences publiées connexes.

Les états financiers consolidés et l'information figurant dans le rapport de gestion comprennent nécessairement des montants fondés sur un jugement éclairé et des estimations à l'égard des incidences attendues des événements et des opérations actuels compte tenu de leur importance. Un élément est jugé important s'il est prévu, de façon raisonnable, qu'il aura une incidence importante sur le bénéfice, les flux de trésorerie, la valeur d'un actif ou d'un passif ou la réputation de la Société. En outre, dans le cadre de la préparation de l'information financière, nous devons interpréter les exigences décrites plus haut, établir la pertinence des renseignements qui seront inclus et faire des estimations et poser des hypothèses qui influent sur l'information présentée. Le rapport de gestion comprend également des informations à l'égard de l'incidence des opérations et des événements actuels, des sources de trésorerie et de financement, des tendances d'exploitation, des risques et des incertitudes. Les résultats réels qui seront atteints peuvent différer de manière importante de notre évaluation actuelle de cette information, puisque les événements et les circonstances futurs pourraient ne pas se produire tel qu'il a été prévu.

Pour assumer notre responsabilité à l'égard de la fiabilité de l'information financière, nous maintenons un système complet de contrôles internes et d'audit interne, y compris des contrôles organisationnels, des contrôles des procédures et des contrôles internes à l'égard de l'information financière, et nous nous fondons sur ce système. Notre système de contrôles internes comprend la communication écrite de nos politiques et procédures régissant la conduite des affaires et la gestion du risque, la planification d'ensemble de nos activités, la répartition efficace des tâches, la délégation des pouvoirs et la responsabilité personnelle, la sélection soigneuse et la formation du personnel, ainsi que des conventions comptables, que nous mettons à jour régulièrement. Cette structure donne l'assurance d'un contrôle interne approprié des opérations, des actifs et des registres comptables. Nous procédons également régulièrement à l'audit des contrôles internes. Ces contrôles et ces audits sont établis dans le but de nous fournir l'assurance raisonnable que les registres financiers sont fiables aux fins de la préparation des états financiers et des autres informations financières, que les actifs sont protégés contre une utilisation ou une cession non autorisée, que les passifs sont constatés et que nous nous conformons à toutes les exigences réglementaires.

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, est responsable du maintien des contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière. Les contrôles et procédures de communication de l'information sont conçus pour fournir une assurance raisonnable que toute l'information pertinente est recueillie puis communiquée à la haute direction, y compris au président et chef de la direction et au chef des finances, pour que des décisions appropriées soient prises en temps opportun concernant la communication de l'information. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière est conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis selon les PCGR.

Une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information d'OPG a été menée en date du 31 décembre 2011. Par conséquent, le président et chef de la direction et le chef des finances d'OPG attesteront les documents d'information annuels d'OPG déposés auprès de la CVMO, attestation qui couvre la conception et l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière d'OPG.

(suite à la page suivante)

RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Le conseil d'administration, se fondant sur les recommandations de son comité d'audit et des finances, procède à l'examen et à l'approbation des états financiers consolidés et du rapport de gestion, et supervise les responsabilités de la direction à l'égard de la présentation et de la préparation de l'information financière, du maintien de contrôles internes appropriés, de la gestion et du contrôle des principaux secteurs de risques et de l'évaluation des opérations importantes et des opérations entre parties liées.

Les états financiers consolidés ont été audités par Ernst & Young s.r.l./s.e.n.c.r.l., auditeurs indépendants nommés par le conseil d'administration. Le rapport des auditeurs précise les responsabilités des auditeurs et l'étendue de leur audit et leur opinion sur les états financiers consolidés d'OPG. Les auditeurs indépendants, comme il a été confirmé par le comité d'audit et des finances, ont eu un accès direct et sans restriction au comité d'audit et des finances, avec et sans la présence des membres de la direction, pour discuter de l'audit et de leurs constatations quant à l'intégrité de la présentation de l'information financière produite par OPG et à l'efficacité du système de contrôles internes.

Tom Mitchell
Président et chef de la direction

Donn W. J. Hanbidge
Chef des finances

Le 2 mars 2012

RAPPORT DES AUDITEURS INDÉPENDANTS

À l'actionnaire d'Ontario Power Generation Inc.

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints d'**Ontario Power Generation Inc.**, qui comprennent les bilans consolidés aux 31 décembre 2011 et 2010, et les états consolidés des résultats, des flux de trésorerie, des variations des capitaux propres et du résultat étendu pour les exercices clos à ces dates, ainsi qu'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité des auditeurs

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifiions et réalisions l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève du jugement des auditeurs, et notamment de leur évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, les auditeurs prennent en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de nos audits sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Opinion

À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière d'**Ontario Power Generation Inc.** aux 31 décembre 2011 et 2010, ainsi que de ses résultats d'exploitation et de ses flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada.

Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.

Toronto, Canada

Le 2 mars 2012

Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.

Comptables agréés
Experts-comptables autorisés

ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2011	2010
REVENUS (NOTE 18)	**5 061**	5 367
Charges liées au combustible (NOTE 18)	**754**	900
MARGE BRUTE (NOTE 18)	**4 307**	4 467
CHARGES (NOTE 18)		
Exploitation, maintenance et administration	**2 756**	2 913
Amortissement (NOTE 6)	**723**	688
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (NOTE 10)	**702**	660
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (NOTE 10)	**(509)**	(668)
Impôt foncier et impôt sur le capital	**51**	77
Restructuration (NOTE 25)	**21**	27
	3 744	3 697
BÉNÉFICE AVANT AUTRES (GAINS) PERTES, INTÉRÊTS ET IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	**563**	770
Autres (gains) pertes (NOTES 4, 16 ET 17)	**(29)**	5
BÉNÉFICE AVANT INTÉRÊTS ET IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	**592**	765
Intérêts débiteurs, montant net (NOTE 9)	**165**	176
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	**427**	589
Charge (recouvrement) d'impôts (NOTE 11)		
Exigibles	**(22)**	(67)
Futurs	**33**	7
	11	(60)
BÉNÉFICE NET	**416**	649
RÉSULTAT DE BASE ET DILUÉ PAR ACTION ORDINAIRE (EN DOLLARS)	**1,62**	2,53
ACTIONS ORDINAIRES EN CIRCULATION (EN MILLIONS)	**256,3**	256,3

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2011	2010
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION		
Bénéfice net	**416**	649
Ajustements pour les éléments hors caisse :		
Amortissement (NOTE 6)	**723**	688
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (NOTE 10)	**702**	660
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (NOTE 10)	**(509)**	(668)
Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite (NOTE 12)	**445**	327
Impôts futurs et autres charges à payer	**(53)**	(89)
Provision pour autres passifs	**(16)**	20
Provision pour restructuration (NOTE 25)	**21**	27
Évaluation à la valeur du marché des instruments dérivés	**24**	41
Provision pour combustible nucléaire irradié et de faible activité et de moyenne activité	**55**	43
Actifs et passifs réglementaires (NOTE 7)	**(58)**	(233)
Divers	**–**	22
	1 750	1 487
Cotisations aux fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (NOTE 10)	**(250)**	(264)
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires (NOTE 10)	**(172)**	(181)
Remboursement des dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires (NOTE 10)	**59**	100
Cotisations à la caisse de retraite (NOTE 12)	**(302)**	(272)
Charge au titre des avantages complémentaires de retraite et des régimes de retraite complémentaires (NOTE 12)	**(88)**	(82)
Dépenses de restructuration (NOTE 25)	**(13)**	(12)
Variation nette des autres actifs et passifs à long terme	**33**	(6)
Variation nette des soldes du fonds de roulement hors caisse (NOTE 23)	**(27)**	47
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	**990**	817
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		
Dépenses en immobilisations corporelles et actifs incorporels (NOTES 6 ET 18)	**(1 145)**	(978)
Produit tiré de la vente d'immobilisations, montant net	**7**	–
Produit tiré de la cession de placements à long terme, montant net (NOTE 4)	**–**	33
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	**(1 138)**	(945)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		
Émission de titres d'emprunt à long terme (NOTE 8)	**1 052**	1 160
Remboursement de la dette à long terme (NOTE 8)	**(383)**	(978)
Augmentation (diminution) nette des billets à court terme (NOTE 9)	**(145)**	155
Distribution à un tiers au nom de l'actionnaire (NOTE 16)	**(14)**	–
Flux de trésorerie provenant des activités de financement	**510**	337
AUGMENTATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**362**	209
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE AU DÉBUT DE L'EXERCICE	**280**	71
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA FIN DE L'EXERCICE	**642**	280

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2011	2010
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**642**	280
Débiteurs (NOTE 5)	**461**	270
Stocks de combustible (NOTE 18)	**655**	734
Charges payées d'avance	**27**	42
Impôts sur les bénéfices et impôt sur le capital à recouvrer	**55**	65
Impôts futurs (NOTE 11)	**89**	73
Matières et fournitures (NOTE 18)	**84**	85
	2 013	1 549
Immobilisations corporelles (NOTES 6 ET 18)		
Immobilisations corporelles	**21 686**	19 654
Moins : amortissement cumulé	**6 611**	6 099
	15 075	13 555
Actifs incorporels (NOTES 6 ET 18)		
Actifs incorporels	**363**	345
Moins : amortissement cumulé	**313**	297
	50	48
Autres actifs à long terme		
Actifs des régimes de retraite reportés (NOTE 12)	**1 188**	1 146
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (NOTES 10 ET 18)	**11 898**	11 246
Placements à long terme (NOTE 21)	**32**	30
Matières et fournitures à long terme (NOTE 18)	**380**	400
Actifs réglementaires (NOTE 7)	**1 457**	1 559
Débiteurs à long terme et autres actifs	**43**	44
	14 998	14 425
	32 136	29 577

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

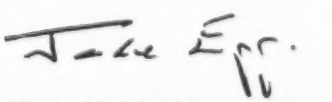
BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2011	2010
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer	**836**	762
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (NOTE 8)	**413**	385
Billets à court terme à payer (NOTE 9)	**10**	155
Tranche des revenus constatés d'avance échéant à moins d'un an	**12**	12
	1 271	1 314
Dette à long terme (NOTE 8)	**4 484**	3 843
Autres passifs à long terme		
Enlèvement des immobilisations et gestion des déchets nucléaires (NOTES 10 ET 18)	**14 219**	12 704
Avantages complémentaires de retraite et régimes de retraite complémentaires (NOTE 12)	**2 077**	1 908
Créditeurs et charges à payer à long terme	**542**	525
Revenus constatés d'avance	**177**	152
Impôts futurs (NOTE 11)	**819**	798
Passifs réglementaires (NOTE 7)	**154**	248
	17 988	16 335
Capitaux propres		
Actions ordinaires (NOTE 15)	**5 126**	5 126
Bénéfices non répartis	**3 426**	3 024
Cumul des autres éléments du résultat étendu	**(163)**	(69)
Attribuables à l'actionnaire d'Ontario Power Generation Inc.	**8 389**	8 081
Part des actionnaires sans contrôle (NOTE 24)	**4**	4
	8 393	8 085
	32 136	29 577

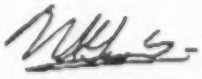
Engagements et éventualités (NOTES 8, 12, 13 ET 16)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration



L'honorable Jake Epp
Président du conseil d'administration



M. George Lewis
Administrateur

ÉTATS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2011	2010
Actions ordinaires (NOTE 15)	**5 126**	5 126
Bénéfices non répartis		
Solde au début de l'exercice	**3 024**	2 375
Bénéfice net	**416**	649
Distribution à un tiers au nom de l'actionnaire (NOTE 16)	**(14)**	–
Solde à la fin de l'exercice	**3 426**	3 024
Cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices		
Solde au début de l'exercice	**(69)**	(24)
Autres éléments du résultat étendu de l'exercice	**(94)**	(45)
Solde à la fin de l'exercice	**(163)**	(69)
Attribuables à l'actionnaire d'Ontario Power Generation Inc.	**8 389**	8 081
Part des actionnaires sans contrôle (NOTE 24)	**4**	4
	8 393	8 085

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2011	2010
Bénéfice net	**416**	649
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices		
Perte nette sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie[1]	**(100)**	(39)
Reclassement dans le résultat net de pertes (gains) sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie[2]	**6**	(6)
Autres éléments du résultat étendu de l'exercice	**(94)**	(45)
Résultat étendu	**322**	604

1 Déduction faite de recouvrements d'impôts de 20 millions de dollars et de 1 million de dollars respectivement pour les exercices clos les 31 décembre 2011 et 2010.

2 Déduction faite d'une charge d'impôts de 1 million de dollars et de recouvrements d'impôts de 4 millions de dollars respectivement pour les exercices clos les 31 décembre 2011 et 2010.

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

NOTES AFFÉRENTES AUX
ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Des exercices clos les 31 décembre 2011 et 2010

NOTE 1 DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE

Ontario Power Generation Inc. (« OPG » ou la « Société ») a été constituée le 1er décembre 1998 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) et est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario (la « Province »). OPG est une entreprise ontarienne dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario. OPG met l'accent sur la production efficiente et la vente de l'électricité provenant de ses actifs de production, tout en assurant une exploitation sécuritaire, ouverte et responsable sur le plan de l'environnement.

NOTE 2 MODE DE PRÉSENTATION

Les présents états financiers consolidés ont été préparés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR du Canada »), tels qu'ils sont établis dans la partie V du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés – Comptabilité* (« *Manuel de l'ICCA* »), et sont présentés en dollars canadiens. La préparation d'états financiers selon les PCGR du Canada exige que la direction fasse des estimations et pose des hypothèses qui influent sur les montants présentés des actifs, des passifs, des revenus et des charges, et sur la présentation d'actifs et de passifs éventuels. Les montants réels pourraient différer de ces estimations.

Les états financiers consolidés incluent les comptes d'OPG et de ses filiales. OPG comptabilise ses participations dans les coentreprises selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Conformément à la note d'orientation concernant la comptabilité 15, *Consolidation des entités à détenteurs de droits variables*, du *Manuel de l'ICCA*, les montants applicables dans les comptes de la Société de gestion des déchets nucléaires (« SGDN ») sont donc inclus dans les états financiers consolidés d'OPG. Toutes les opérations intersociétés importantes ont été éliminées au moment de la consolidation.

Certains montants comparatifs de 2010 ont été reclassés par rapport aux états financiers antérieurement présentés pour les rendre conformes à la présentation des états financiers consolidés de 2011.

NOTE 3 SOMMAIRE DES PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent l'argent en dépôt et les instruments du marché monétaire dont l'échéance est de moins de 90 jours à la date d'achat. Tous les autres instruments du marché monétaire dont l'échéance est de plus de 90 jours, mais de moins de un an à la date d'achat, sont constatés comme des placements à court terme. Ces instruments sont évalués au coût ou à la valeur de marché, selon le moins élevé des deux montants.

Les intérêts gagnés sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les placements à court terme de 6 millions de dollars (2 millions de dollars en 2010) à un taux réel moyen de 1,0 % (0,7 % en 2010) sont présentés en diminution des intérêts débiteurs dans les états des résultats consolidés.

Cession de créances

La titrisation de créances représente la cession d'actifs, tels que des débiteurs, à des entités ou à des fiducies indépendantes, qui achètent des créances, puis émettent des droits dans celles-ci aux investisseurs. Ces opérations sont comptabilisées comme des ventes étant donné que le contrôle sur ces actifs a été cédé moyennant une contrepartie monétaire nette. Pour chaque cession, l'excédent de la valeur comptable des créances cédées sur la juste valeur estimative du produit reçu figure à titre de perte à la date du transfert dans les intérêts débiteurs nets. La valeur comptable des créances cédées est répartie entre les

créances vendues et les droits conservés selon leur juste valeur relative à la date de cession. La juste valeur est établie en fonction de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs. Les flux de trésorerie sont projetés à partir des meilleures estimations des principales hypothèses d'OPG, comme les taux d'actualisation, la durée de vie moyenne pondérée des créances et les ratios de créances irrécouvrables.

Quand des créances sont cédées, certains actifs financiers, qui consistent en des droits dans les créances cédées, sont conservés. Certains droits conservés détenus dans les créances sont comptabilisés au coût. Les créances cédées sont entièrement gérées et ne donnent lieu à aucun actif ou passif de gestion.

Stocks

Les stocks de combustible sont évalués au coût moyen pondéré ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux montants.

Les matières et les fournitures sont évaluées au coût moyen ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé de ces deux montants. La valeur de réalisation nette des matières et des fournitures est établie en fonction de divers facteurs, dont la durée de vie utile résiduelle des installations dans lesquelles les matières et les fournitures procureront vraisemblablement des avantages futurs.

Immobilisations corporelles et actifs incorporels et amortissement

Les immobilisations corporelles et les actifs incorporels sont comptabilisés au coût. Les frais d'intérêts engagés pendant la construction et l'aménagement sont capitalisés dans le coût de l'immobilisation en fonction du taux d'intérêt sur la dette à long terme d'OPG. Les dépenses associées au remplacement des principales composantes sont capitalisées.

Les taux d'amortissement utilisés pour les différentes catégories d'immobilisations sont fondés sur leur durée de vie utile estimative. Les coûts d'enlèvement des immobilisations qui n'ont pas fait l'objet d'une provision spécifique au cours de la période considérée ou des périodes antérieures sont imputés aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. Les frais de réparation et de maintenance sont également imputés aux résultats au moment où ils sont engagés.

Les immobilisations sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sauf les ordinateurs et l'équipement de transport et de travail, qui sont pour la plupart amortis selon la méthode de l'amortissement dégressif. Les actifs incorporels, qui sont constitués des principaux logiciels d'application, sont amortis selon la méthode linéaire. Au 31 décembre 2011, les périodes d'amortissement des immobilisations corporelles et des actifs incorporels se présentaient comme suit :

Centrales nucléaires et principales composantes	15 à 59 ans[1]
Centrales thermiques et principales composantes	25 à 48 ans[2]
Centrales hydroélectriques et principales composantes	25 à 100 ans
Installations d'administration et de service	10 à 50 ans
Ordinateurs et équipement de transport et de travail – amortissement dégressif	9 % à 40 % par année
Principaux logiciels d'application	5 ans
Matériel de service	5 à 10 ans

1 Au 31 décembre 2011, aux fins de l'amortissement, la fin de vie des centrales nucléaires Darlington, Pickering A, Pickering B, Bruce A et Bruce B se situait entre 2014 et 2051. Les principales composantes sont amorties sur la durée de vie de la centrale ou sur la durée de vie des composantes, selon la plus courte des durées. Les changements apportés à la durée de vie de la centrale aux fins de son amortissement sont décrits à la rubrique *Modifications de conventions et d'estimations comptables*.

2 Les unités 1 et 2 de la centrale Lambton et les unités 3 et 4 de la centrale Nanticoke étaient totalement amorties le 30 septembre 2010. Les unités 1 et 2 de la centrale Nanticoke étaient totalement amorties au 31 décembre 2011.

Dépréciation des immobilisations corporelles

OPG évalue ses immobilisations corporelles chaque fois que les conditions indiquent que les flux de trésorerie nets futurs non actualisés estimatifs pourraient être inférieurs à la valeur comptable nette des actifs. Si les flux de trésorerie futurs non actualisés prévus sont inférieurs à la valeur comptable, une perte de valeur est constatée, correspondant à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur. La juste valeur est établie à partir des flux de trésorerie actualisés prévus si les cours du marché ne sont pas disponibles.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

La *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* et le *Règlement de l'Ontario 53/05* font en sorte qu'OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par les centrales hydroélectriques de base et par la totalité des installations nucléaires qu'elle exploite. Depuis le 1er avril 2008, les tarifs réglementés d'OPG pour ces installations réglementées sont déterminés par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »).

La CEO est une société d'État autofinancée. Son mandat et son autorité lui sont conférés par la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la *Loi de 1998 sur l'électricité* et un bon nombre d'autres lois provinciales. La CEO est un tribunal indépendant quasi judiciaire qui rend des comptes à l'organe législatif de la Province par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie. Elle réglemente les intervenants du marché dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité de la Province et exerce ses fonctions de réglementation au moyen d'audiences publiques et d'autres instances moins officielles comme des consultations.

Les PCGR du Canada reconnaissent que la réglementation des tarifs peut donner lieu à des avantages et à des obligations économiques dont le recouvrement auprès des consommateurs ou le remboursement à ces derniers sont exigés par l'organisme de réglementation. Lorsque la Société détermine avoir une assurance suffisante que les coûts engagés seront recouvrés dans l'avenir, ces coûts peuvent être reportés et comptabilisés comme un actif réglementaire. Lorsque la CEO prévoit le recouvrement, dans les tarifs en vigueur, de coûts qui ne sont pas engagés et qui doivent être remboursés aux consommateurs, un passif réglementaire est alors comptabilisé.

Certains des actifs et passifs réglementaires comptabilisés par la Société ont trait à des comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO, y compris ceux autorisés en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Les comptes d'écarts comptabilisent les écarts entre les coûts et les revenus réels par rapport aux montants prévus correspondants approuvés au moment de l'établissement des tarifs réglementés. L'évaluation des actifs et passifs réglementaires est tributaire de certaines estimations et hypothèses, y compris des hypothèses posées relativement à l'interprétation du *Règlement de l'Ontario 53/05* et des décisions de la CEO. Ces estimations et les hypothèses posées relativement à l'interprétation du *Règlement de l'Ontario 53/05* et des décisions de la CEO sont examinées dans le cadre du processus réglementaire de la CEO.

Les soldes des actifs et passifs réglementaires des comptes d'écarts et de report dont l'inclusion dans les tarifs réglementés est approuvée par la CEO sont amortis sur les périodes de recouvrement approuvées. Les soldes rejetés, y compris les intérêts connexes, sont imputés aux résultats au cours de la période pendant laquelle la décision de la CEO est rendue. Des intérêts sont appliqués aux soldes réglementaires selon les taux prescrits par la CEO afin de comptabiliser les frais de financement qui devront être recouvrés auprès des consommateurs ou remboursés à ces derniers.

Certains actifs et passifs découlant de la réglementation des tarifs sont visés par des directives précises en vertu d'une source première de PCGR du Canada qui ne s'appliquent qu'aux circonstances particulières qui y sont décrites, y compris celles prévues au chapitre 1600, « États financiers consolidés », au chapitre 3061, « Immobilisations corporelles », au chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfices », et au chapitre 3475, « Sortie d'actifs à long terme et abandon d'activités », du *Manuel de l'ICCA*. D'autres actifs et passifs découlant de la réglementation des tarifs ne sont pas visés par des directives précises en vertu d'une source première de PCGR du Canada. Par conséquent, le chapitre 1100, « Principes comptables généralement reconnus » (« chapitre 1100 »), du *Manuel de l'ICCA* oblige la Société à adopter des conventions comptables faisant appel au jugement professionnel et à l'application de concepts décrits au chapitre 1000, « Fondements conceptuels des états financiers », du *Manuel de l'ICCA*. Pour l'élaboration de ces conventions comptables, la Société peut consulter d'autres sources, y compris des prises de position publiées par des organismes autorisés à publier des normes comptables dans d'autres territoires. Par conséquent, conformément au chapitre 1100, la Société a établi que ses autres actifs et passifs découlant de la réglementation des tarifs pouvaient être constatés selon les PCGR du Canada, cette constatation étant conforme à l'Accounting Standards Codification Topic 980, *Regulated Operations*, du Financial Accounting Standards Board des États-Unis.

Se reporter aux notes 7, 10, 11 et 12 des présents états financiers consolidés pour des renseignements additionnels sur les décisions de la CEO, les actifs et passifs réglementaires et la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.

Placements dans OPG Ventures

Conformément à la note d'orientation concernant la comptabilité 18 (NOC-18), *Sociétés de placement*, du *Manuel de l'ICCA*, les placements détenus par la filiale en propriété exclusive de la Société, OPG Ventures Inc. (« OPGV »), sont comptabilisés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur des placements sont incluses dans les revenus de la période pendant laquelle les variations se produisent. La juste valeur de ces placements fait l'objet d'une estimation à l'aide d'une méthode appropriée à la lumière de la nature, des faits et des circonstances propres à chaque placement, et elle tient compte de données, d'intrants du marché, d'hypothèses et d'estimations raisonnables. Voir les notes 13 et 21 des présents états financiers consolidés pour en savoir plus sur les placements d'OPG dans OPGV.

Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires

OPG constate des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations corporelles relativement à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires, actualisées pour tenir compte de la valeur temporelle de l'argent. OPG estime le montant et le calendrier des décaissements futurs liés à ces activités en fonction des plans actuels d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires. Les passifs sont d'abord constatés à leur juste valeur estimative, fondée sur la valeur actualisée des coûts que l'on prévoit engager.

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires (« passifs nucléaires ») sont augmentés régulièrement du montant de la valeur actualisée de la tranche variable des coûts relatifs aux déchets nucléaires produits chaque année, par imputation aux charges d'exploitation. Les charges variables liées aux déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité sont imputées aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. Les charges variables relatives à l'évacuation et au stockage du combustible nucléaire irradié sont imputées aux charges liées au combustible. Les passifs peuvent également être ajustés par suite de modifications des montants ou des échéanciers estimatifs des flux de trésorerie futurs sous-jacents. Au règlement des passifs, un gain ou une perte serait constaté.

La désactualisation découle du fait que les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires sont présentés à leur valeur actualisée nette. La charge de désactualisation correspond à l'augmentation de la valeur comptable des passifs attribuable au passage du temps.

Le coût de mise hors service d'immobilisations est capitalisé par augmentation de la valeur comptable des immobilisations connexes. Le coût capitalisé est amorti sur la durée de vie utile résiduelle des immobilisations connexes et inclus dans la dotation aux amortissements.

Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires

Conformément à l'accord en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement (« ONFA ») conclu entre OPG et la Province, OPG a établi un Fonds distinct pour combustible irradié (le « Fonds pour combustible irradié ») et un Fonds distinct de déclassement (le « Fonds de déclassement ») (collectivement, les « Fonds nucléaires »). Le Fonds pour combustible irradié vise à financer les dépenses liées à l'évacuation des grappes de combustible nucléaire irradié fortement radioactif, tandis que le Fonds de déclassement a été établi pour financer les dépenses liées à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à l'évacuation des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité. OPG conserve les Fonds nucléaires dans des comptes de garde en mains tierces qui sont distincts du reste de ses actifs.

Les placements dans les Fonds nucléaires et les montants correspondants dus à la Province, ou à recevoir de celle-ci, sont classés comme détenus à des fins de transaction. Les Fonds nucléaires sont évalués à la juste valeur selon le cours acheteur des titres sous-jacents, et les gains et les pertes sont comptabilisés en résultat net.

Constatation des revenus

La production d'électricité d'OPG est entièrement vendue sur le marché de l'énergie au comptant en temps réel qui est administré par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE »).

Constatation des revenus – Production réglementée

À compter du 1er mars 2011, les revenus tirés de l'énergie produite par les centrales nucléaires détenues et exploitées par OPG sont fondés sur un tarif réglementé de 5,59 ¢/kWh en vertu de la décision et de l'ordonnance de la CEO émises respectivement en mars 2011 et en avril 2011 portant sur la demande de nouveaux tarifs réglementés déposée par OPG en mai 2010. Le tarif réglementé de la production nucléaire comprend un avenant tarifaire de 0,43 ¢/kWh au titre du recouvrement de soldes de comptes d'écarts et de report nucléaires approuvés sur des périodes de recouvrement autorisées par la CEO. Avec prise d'effet le 1er mars 2011, les revenus tirés de l'énergie produite par les centrales hydroélectriques réglementées d'OPG sont fondés sur des tarifs réglementés de 3,41 ¢/kWh en vertu d'une décision et d'une ordonnance de la CEO. Le tarif réglementé pour l'énergie produite par les centrales hydroélectriques réglementées est net d'un avenant tarifaire négatif de -0,17 ¢/kWh qui reflète le remboursement de soldes de comptes d'écarts approuvés liés aux centrales hydroélectriques réglementées. Ces avenants tarifaires demeureront en vigueur jusqu'au 31 décembre 2012.

Dans sa décision de mars 2011, la CEO a également approuvé le maintien du mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité existant, mais a indiqué qu'une partie des revenus nets qui en résultent doivent être partagés avec les consommateurs. La CEO a donc établi le compte d'écarts relatif au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité. Aux termes du mécanisme existant, la CEO reçoit le tarif réglementé approuvé pour la production nette moyenne mensuelle réelle par heure d'énergie des centrales hydroélectriques réglementées, et pour les heures où la production nette réelle d'énergie d'OPG en Ontario est supérieure ou inférieure au volume net moyen mensuel, les revenus tirés de la production d'hydroélectricité sont rajustés d'un montant égal à l'écart entre le volume net moyen par heure et la production nette réelle d'énergie des centrales hydroélectriques réglementées d'OPG, multiplié par le prix du marché au comptant. Le compte d'écarts relatif au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité comptabilise les revenus nets découlant du mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité qui doivent être remboursés aux consommateurs.

Pour la période du 1er avril 2008 au 28 février 2011, les revenus tirés de la production des centrales nucléaires dont OPG est le propriétaire et l'exploitant sont fondés sur un tarif réglementé de 5,50 ¢/kWh, y compris un avenant tarifaire de 0,20 ¢/kWh au titre du recouvrement de soldes de comptes d'écarts nucléaires et de report approuvés en vertu de la décision et de

l'ordonnance de 2008 de la CEO. Conformément à cette décision et à cette ordonnance, les revenus tirés de la production hydroélectrique réglementée ont été fondés sur un tarif réglementé de 3,67 ¢/kWh, qui inclut le recouvrement des comptes d'écarts approuvés des centrales hydroélectriques réglementées, à compter du 1er avril 2008 et ils ont été assujettis au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité à compter du 1er décembre 2008.

Les tarifs réglementés établis par la CEO en vigueur avant le 1er mars 2011 et à compter de cette date ont été déterminés au moyen de la méthode fondée sur une prévision du coût du service. Cette méthode établit les prix réglementés en fonction des besoins de revenus en tenant compte des prévisions des coûts de production et des charges d'exploitation des centrales réglementées, et d'un rendement de la base tarifaire. La base tarifaire est un concept réglementaire qui représente le niveau net moyen des investissements dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels réglementés et une provision pour le fonds de roulement. Les tarifs réglementés ayant pris effet le 1er mars 2011 ont été établis par la CEO en fonction de besoins de revenus mensuels approuvés pour une période de 24 mois de 6,7 milliards de dollars.

Constatation des revenus – Production non réglementée et revenus divers

L'électricité provenant des actifs de production d'OPG qui sont non réglementés reçoit le prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario, à l'exception des endroits où une convention de recouvrement des coûts ou d'approvisionnement en énergie est en vigueur.

Les centrales Lambton et Nanticoke font l'objet d'une entente de soutien d'urgence avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO »). L'entente a été mise en place pour permettre à OPG de recouvrer les coûts de ces centrales alimentées au charbon après l'instauration de la stratégie d'OPG relative à la réduction des émissions de CO_2. La production de la centrale Lennox a été assujettie à une convention visant la centrale Lennox conclue avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») pour la période du 1er janvier 2011 au 31 décembre 2011, laquelle a été prolongée jusqu'au 30 juin 2012.

La production provenant des centrales Lac Seul et Ear Falls, celle de la centrale Healey Falls et celle des centrales Sandy Falls, Wawaitin, Lower Sturgeon et Hound Chute sont toutes assujetties à une convention d'approvisionnement en énergie hydroélectrique (« CAEH »).

OPG vend et achète aussi de l'électricité sur les marchés interconnectés des provinces avoisinantes canadiennes et dans les régions du nord-est et du Midwest des États-Unis. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures figurent aux bilans consolidés à la valeur de marché, les gains et les pertes étant constatés dans les états des résultats consolidés. Les gains et les pertes sur contrats de négociation d'énergie (y compris ceux qui seront réglés physiquement) sont présentés au montant net dans les états des résultats consolidés. Ainsi, des achats d'électricité de 69 millions de dollars ont été déduits des revenus en 2011 et 2010.

OPG tire ses revenus autres qu'énergétiques en vertu d'un contrat de location-exploitation et d'ententes liées conclus avec Bruce Power L.P., qui visent les centrales nucléaires Bruce. Ils comprennent un revenu locatif et les revenus tirés des services d'analyse et de conception techniques, et des services auxiliaires et techniques. Les paiements minimums au titre de la location sont portés en résultat linéairement sur la durée du contrat de location.

OPG tire également des revenus de sa participation dans la coentreprise Brighton Beach Power Limited Partnership (« Brighton Beach ») relativement à une convention de conversion énergétique entre Brighton Beach et Shell Energy North America (Canada) Inc. Elle tire aussi des revenus de sa quote-part de 50 % des résultats de la centrale alimentée au gaz Portlands Energy Centre (« PEC »), qui est détenue en copropriété avec TransCanada Energy Ltd. De plus, les revenus autres qu'énergétiques englobent les revenus tirés de la vente d'isotopes et des locations immobilières. Les revenus tirés de ces activités sont constatés lorsque les services sont rendus ou lorsque les produits sont livrés.

Instruments financiers

Les actifs financiers sont classés comme des placements détenus jusqu'à l'échéance, des prêts et créances, ou des actifs financiers détenus à des fins de transaction ou disponibles à la vente, et les passifs financiers sont classés comme détenus à des fins de transaction ou à des fins autres que de transaction. Les actifs et passifs financiers détenus à des fins de transaction sont évalués à la juste valeur, et les gains et les pertes sont comptabilisés en résultat net. Les actifs financiers détenus jusqu'à leur échéance, les prêts et créances ainsi que les passifs financiers détenus à des fins autres que de transaction sont évalués au coût après amortissement. Les actifs financiers disponibles à la vente sont évalués à la juste valeur, et les gains et pertes latents découlant des variations de la juste valeur sont constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. Lorsque le contrat exige que les actifs soient livrés dans un délai établi, les actifs financiers achetés et vendus sont constatés à la date de l'opération. Tous les dérivés, y compris les dérivés incorporés qui doivent être comptabilisés de manière distincte, doivent habituellement être classés comme détenus à des fins de transaction et comptabilisés à la juste valeur dans les bilans consolidés. Les coûts de transaction des instruments financiers classés ou désignés comme détenus à des fins de transaction sont imputés aux résultats à mesure qu'ils sont engagés.

Le chapitre 3855, « Instruments financiers – Comptabilisation et évaluation » (« chapitre 3855 »), du *Manuel de l'ICCA*, permet de désigner tout instrument financier comme détenu à des fins de transaction (l'option de la juste valeur) au moment de sa comptabilisation initiale. Cette désignation par OPG exige que l'instrument financier puisse être évalué de façon fiable, parce qu'une disparité de traitement en matière d'évaluation ou de comptabilisation résulterait autrement du fait que des actifs ou des passifs sont évalués sur des bases différentes.

Conformément au chapitre 3862, « Instruments financiers – informations à fournir », du *Manuel de l'ICCA*, OPG a catégorisé les évaluations à la juste valeur selon une hiérarchie qui tient compte de l'importance des données utilisées dans l'évaluation des instruments financiers. La hiérarchie des évaluations à la juste valeur comporte trois niveaux. La juste valeur des actifs et des passifs de niveau 1 est établie à l'aide de prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et passifs identiques. Les évaluations de niveau 2 font appel à des données autres que les prix cotés pour lesquelles toutes les données importantes se fondent sur des données de marché observables, que ce soit directement ou indirectement. Les évaluations de niveau 3 reposent sur des données qui ne sont pas fondées sur des données de marché observables.

Dérivés et couvertures

Le chapitre 3865, « Couvertures », du *Manuel de l'ICCA* précise les critères en vertu desquels la comptabilité de couverture peut être appliquée et comment elle doit être appliquée pour chacune des stratégies de couverture permises : les couvertures de juste valeur, les couvertures de flux de trésorerie et les couvertures de l'exposition au risque de change d'un investissement net dans un établissement étranger autonome. Dans le cas d'une relation de couverture de flux de trésorerie, la partie efficace de la variation de la juste valeur du dérivé de couverture est constatée dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. La partie inefficace est comptabilisée en résultat net. Les montants constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés dans le résultat net des périodes au cours desquelles le résultat net subit l'incidence de la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert.

La comptabilité de couverture est appliquée lorsque l'instrument dérivé est désigné en tant que couverture et est censé être efficace tout au long de la durée de vie de l'élément couvert. La juste valeur de l'instrument dérivé est incluse dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les états du résultat étendu consolidés. Lorsqu'une relation de couverture prend fin, qu'il est mis fin à une désignation de relation de couverture ou qu'une partie de l'instrument de couverture n'est plus efficace, tous les gains ou les pertes connexes inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont comptabilisés dans l'état des résultats consolidé de la période.

OPG est exposée aux variations des taux d'intérêt du marché sur la dette qu'elle envisage d'émettre dans l'avenir. OPG utilise des dérivés sur taux d'intérêt pour couvrir cette exposition. Les gains et les pertes sur ces couvertures de taux d'intérêt sont comptabilisés en tant qu'ajustement des intérêts débiteurs se rapportant à la dette couverte. Les gains et les pertes qui ne répondent pas aux critères d'efficacité sont comptabilisés dans le bénéfice net de la période au cours de laquelle ils se produisent.

Une partie de la production non réglementée d'OPG est exposée aux fluctuations des prix de l'électricité associées à un marché au comptant de l'électricité de gros en Ontario. Tous les contrats de dérivés qui ne sont pas désignés comme couvertures sont constatés comme des actifs ou des passifs, à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les revenus de la colonne Divers (voir la note 18).

OPG se sert de crédits de réduction des émissions et de quotas pour gérer les émissions dans les limites réglementaires prescrites. Les crédits de réduction des émissions sont achetés auprès de partenaires commerciaux au Canada et aux États-Unis. Les quotas d'émissions sont obtenus de la Province et achetés auprès de partenaires commerciaux en Ontario. Le coût des crédits de réduction des émissions et des quotas est comptabilisé dans les stocks et imputés aux résultats d'OPG, au coût moyen, dans les charges liées au combustible, selon les besoins.

Conversion des devises

Les actifs et les passifs monétaires libellés en devises sont convertis en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice. Tout gain ou toute perte en résultant est constaté dans les revenus.

Recherche et développement

Les frais de recherche et de développement sont imputés aux résultats dans l'exercice où ils sont engagés. Les frais de recherche et de développement engagés pour régler des obligations à long terme, comme les passifs liés à la gestion des déchets nucléaires, pour lesquels des provisions spécifiques existent déjà, sont imputés au passif correspondant.

Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

Les avantages postérieurs à l'emploi offerts par OPG comprennent un régime de retraite agréé contributif à prestations déterminées, un régime de retraite complémentaire à prestations déterminées, une assurance-vie collective, une assurance de soins de santé et une assurance en cas d'invalidité prolongée. Avec prise d'effet le 1er janvier 2009, des programmes d'avantages complémentaires de retraite similaires ont été mis sur pied par la SGDN. De l'information sur les programmes d'avantages complémentaires de retraite de la Société est présentée sur une base consolidée.

OPG constate ses obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. Les obligations au titre des coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont établies selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services. L'obligation au titre des prestations d'invalidité prolongée est calculée au moyen de la méthode de répartition des prestations selon une capitalisation à l'échéance. Les obligations au titre des prestations constituées et des avantages complémentaires de retraite dépendent de divers facteurs dont les taux d'intérêt, les ajustements provenant de modifications des régimes, les modifications des hypothèses, les gains ou les pertes actuariels, le niveau des salaires, l'inflation et la hausse des prix. Les coûts et les obligations liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite sont déterminés chaque année par un actuaire indépendant, à partir des meilleures hypothèses de la direction.

Les hypothèses sont des intrants importants des modèles actuariels qui évaluent les obligations au titre des prestations de retraite constituées et les avantages complémentaires de retraite et leur incidence connexe sur l'exploitation. Deux principales hypothèses, soit le taux d'actualisation et l'inflation, constituent des éléments importants dans le calcul du coût et des obligations relatifs aux prestations. En outre, le taux de rendement prévu des actifs est une hypothèse importante dans l'établissement des coûts des régimes de retraite agréés. Ces hypothèses, de même que d'autres hypothèses touchant des facteurs démographiques comme l'âge à la retraite, le taux de mortalité et le taux de roulement du personnel, sont évaluées régulièrement par la direction de concert avec un actuaire indépendant. Au cours du processus d'évaluation, les hypothèses sont mises à jour pour refléter l'historique et les prévisions. Les résultats réels pour tout exercice différeront souvent des hypothèses actuarielles en raison de facteurs économiques et autres, et selon les PCGR du Canada, l'incidence de ces écarts est cumulée et amortie pendant les périodes futures.

Les taux d'actualisation employés par OPG pour établir les obligations au titre des prestations projetées et les coûts des régimes d'avantages sociaux de la Société sont fondés sur le rendement d'obligations de sociétés notées AA représentatives. Les taux d'actualisation permettent à OPG de calculer la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs prévus à la date d'évaluation. Un taux d'actualisation moins élevé se traduit par une augmentation de la valeur actualisée des obligations au titre des prestations et une hausse des coûts des régimes. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes est fondé sur la répartition actuelle et prévue des actifs, de même que sur les risques passés et les rendements à long terme de chaque catégorie d'actifs du portefeuille des régimes. Un taux de rendement des actifs des régimes moins élevé se traduit par une augmentation des coûts des régimes de retraite.

Les actifs de la caisse de retraite se composent de titres de capitaux propres et de titres d'emprunt de gouvernements et de sociétés, de placements immobiliers et d'autres placements gérés par des gestionnaires de portefeuilles professionnels. La caisse n'investit pas dans les titres de capitaux propres ou les titres d'emprunt émis par OPG. Les actifs de la caisse de retraite sont évalués à des valeurs liées au marché afin de déterminer l'amortissement des gains ou des pertes actuariels et le rendement prévu des actifs des régimes. Une valeur liée au marché tient compte des gains et des pertes découlant des titres de capitaux propres à un taux de rendement réel présumé de 6 % sur une période de cinq ans.

Les coûts au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite comprennent les coûts des prestations au titre des services rendus au cours de l'exercice, les intérêts débiteurs sur les obligations, le rendement prévu des actifs des régimes de retraite, les ajustements liés aux modifications des régimes et les ajustements liés aux gains et aux pertes actuariels, qui découlent de changements d'hypothèses, et les gains et les pertes actuariels. Les coûts des prestations au titre des services passés résultant des modifications des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés couverts par le régime jusqu'à la pleine admissibilité. En raison de la nature à long terme des passifs au titre des avantages postérieurs à l'emploi, l'excédent du gain net cumulatif non amorti (ou de la perte nette cumulative non amortie) sur 10 % de l'obligation au titre des prestations ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes de retraite, selon le plus élevé des deux montants, est amorti sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés, étant donné qu'OPG prévoit réaliser les avantages économiques connexes au cours de cette période.

Lorsque la constatation de la mutation d'employés et du transfert des avantages connexes se traduit par une compression et un règlement des obligations, la compression est comptabilisée avant le règlement. On désigne par compression la perte du droit par les employés de constituer des prestations futures dans le cadre du régime. On entend par règlement l'annulation d'une obligation dans le cadre du régime.

Impôts

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, OPG est tenue de verser à la SFIEO des paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés et, jusqu'au 30 juin 2010, de l'impôt sur le capital. Ces paiements sont calculés conformément aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi de 2007 sur les impôts* (Ontario) dans sa version modifiée par la *Loi de 1998 sur l'électricité* et les règlements connexes. OPG verse donc des impôts d'un montant semblable au montant qu'elle devrait verser en vertu des lois fiscales fédérale et provinciale.

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. Selon la méthode axée sur le bilan, les actifs et les passifs d'impôts futurs sont établis selon les écarts entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales des actifs et des passifs, et sont évalués au moyen des taux d'imposition pratiquement en vigueur et selon les lois qui seront en vigueur au cours des exercices où les écarts temporaires devraient se résorber ou se régler. L'incidence d'une modification du taux d'imposition sur les actifs et les passifs d'impôts futurs est imputée aux résultats dans la période où la modification est pratiquement en vigueur. Les actifs d'impôts futurs sont évalués et, si leur réalisation n'est pas jugée plus probable qu'improbable, une provision pour moins-value est constituée. Conformément au chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfices », du *Manuel de l'ICCA*, OPG constate les impôts futurs

associés à ses activités à tarifs réglementés et comptabilise un actif ou un passif réglementaire compensatoire au titre des impôts futurs qui devraient être récupérés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle.

OPG verse à la SFIEO des paiements en remplacement des impôts fonciers sur ses actifs de production d'énergie nucléaire et thermique, et paie aussi des impôts fonciers aux municipalités.

OPG se voit imputer un montant sur les revenus bruts tirés de la production annuelle d'électricité découlant de ses actifs de production hydroélectrique. Ces frais comprennent un pourcentage fixe appliqué à la production hydroélectrique annuelle des centrales situées sur des terres de la Couronne et un pourcentage progressif applicable à toutes les centrales hydroélectriques. Ils sont inclus dans les charges liées au combustible.

Modifications de conventions et d'estimations comptables

Regroupements d'entreprises, états financiers consolidés et participations ne donnant pas le contrôle

En date du 1er janvier 2011, OPG a adopté les chapitres 1582, « Regroupements d'entreprises » (« chapitre 1582 »), 1601, « États financiers consolidés » (« chapitre 1601 »), et 1602, « Participations ne donnant pas le contrôle » (« chapitre 1602 »), du *Manuel de l'ICCA*. Le chapitre 1582 prescrit un certain nombre de changements, notamment la définition élargie d'une entreprise, l'exigence d'évaluer toutes les acquisitions d'entreprises à la juste valeur et l'obligation de passer en charges les coûts relatifs aux acquisitions. Le chapitre 1601 établit les normes relatives à la préparation d'états financiers consolidés. Le chapitre 1602 précise que les participations ne donnant pas le contrôle doivent être traitées comme une composante distincte des capitaux propres et non pas comme un passif ou un autre élément hors des capitaux propres. Ces normes s'appliquent de manière prospective aux regroupements d'entreprises réalisés à compter de leur date d'entrée en vigueur. Par suite de l'adoption du chapitre 1602, la Société a reclassé la part des actionnaires sans contrôle comme une composante distincte des capitaux propres. L'adoption des chapitres 1582 et 1601 n'a pas eu une incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société au 31 décembre 2011 et pour l'exercice clos à cette date.

Amortissement des actifs à long terme

Les estimations comptables liées à l'amortissement des actifs à long terme exigent beaucoup de discernement de la part de la direction pour évaluer les durées de vie utile appropriées des actifs à long terme d'OPG, y compris la prise en compte de divers facteurs technologiques et autres.

Par suite de sa décision de fermer deux unités alimentées au charbon à chacune de ses centrales Lambton et Nanticoke, avec prise d'effet en septembre 2009, OPG a révisé les dates de fin de vie de ces unités, les faisant passer de décembre 2014 à octobre 2010. Cette modification de l'estimation a été comptabilisée sur une base prospective et a fait augmenter la dotation aux amortissements de 29 millions de dollars en 2010. En 2011, conformément au *Plan énergétique à long terme de l'Ontario* (le « Plan énergétique ») publié en novembre 2010 et à la directive sur l'approvisionnement diversifié publiée par l'OEO en février 2011, OPG a révisé les dates de fin de vie de deux autres unités de la centrale Nanticoke aux fins du calcul de l'amortissement, les faisant passer de décembre 2014 à décembre 2011. Cette modification de l'estimation a été comptabilisée sur une base prospective et a fait augmenter la dotation aux amortissements de 18 millions de dollars en 2011. Le 31 décembre 2011, les deux unités de la centrale Nanticoke ont été mises hors service.

La durée de service de la centrale nucléaire Bruce A, aux fins du calcul de l'amortissement, a été prolongée, faisant passer sa fin de vie de 2037 à 2042, afin de refléter la période d'exploitation prévue des unités de la centrale qui ont été remises en état. La prolongation devrait réduire la dotation aux amortissements de 5 millions de dollars par année à compter de janvier 2012, compte non tenu de l'incidence de l'ajustement des passifs nucléaires comptabilisés en décembre 2011 dont il est question ci-dessous.

Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires

En février 2010, OPG a annoncé sa décision d'entreprendre la phase de définition de la remise en état de la centrale nucléaire Darlington. Par conséquent, la durée de service de la centrale nucléaire Darlington, aux fins du calcul de l'amortissement, a été prolongée, faisant passer sa fin de vie de 2019 à 2051. La prolongation de la durée de service a aussi eu une incidence sur les hypothèses relatives aux passifs nucléaires d'OPG en raison surtout de l'accroissement des coûts associés aux grappes de combustible irradié additionnelles, compensé en partie par une baisse du passif lié au déclassement, résultant du changement dans les hypothèses relatives à la durée de service. L'augmentation nette des passifs a été de 293 millions de dollars selon un taux d'actualisation de 4,8 %. L'augmentation des passifs a été compensée par une hausse correspondante du solde des immobilisations au premier trimestre de 2010. Par suite de ces changements, la dotation aux amortissements d'OPG a diminué de 135 millions de dollars en 2010.

La plus récente mise à jour de l'estimation des passifs nucléaires a été effectuée en date du 31 décembre 2011 et a entraîné l'augmentation des passifs d'OPG de 934 millions de dollars et une hausse correspondante de la valeur comptable des centrales nucléaires auxquelles ils se rapportent. La variation des passifs résulte d'un processus global de mise à jour des estimations des coûts de base pour chaque programme de déclassement des centrales nucléaires et de gestion des déchets nucléaires. OPG suit un processus standard selon lequel une telle mise à jour doit être effectuée sur une base cyclique de cinq ans, à moins que le contexte d'affaires et les hypothèses n'exigent qu'elle soit devancée. Cette mise à jour des passifs nucléaires découle du processus d'actualisation du plan de référence en vertu de l'ONFA.

Les estimations des coûts de base comprennent les flux de trésorerie liés au déclassement des centrales nucléaires pour une période d'environ 40 ans après la fermeture des centrales et jusqu'en 2071 pour ce qui est du stockage du combustible irradié dans un dépôt de déchets à long terme, suivi d'une surveillance pendant une longue période. L'augmentation des passifs nucléaires est principalement attribuable à la hausse des coûts fixes liés aux programmes de stockage de combustible irradié, d'évacuation des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité et de stockage des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité, actualisés au moyen du taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit actuel. La modification de l'estimation devrait entraîner l'augmentation de la dotation aux amortissements et de la charge de désactualisation en 2012 de respectivement 148 millions de dollars et 32 millions de dollars.

Les flux de trésorerie estimatifs non actualisés additionnels nets attribuables aux passifs nucléaires qui résultent du processus de mise à jour ont été actualisés au moyen d'un taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit de 3,4 %. Une hausse ou une baisse de 10 points de base (0,1 %) de ce taux d'actualisation ferait augmenter ou diminuer la valeur comptable des passifs de respectivement environ 8 millions de dollars et 9 millions de dollars.

Restructuration

La décision de fermer deux unités alimentées au charbon à chacune des centrales Lambton et Nanticoke en 2010 et deux autres unités à la centrale Nanticoke le 31 décembre 2011 a fait en sorte qu'OPG a comptabilisé des charges de restructuration de 21 millions de dollars en 2011 (27 millions de dollars en 2010) au titre de coûts de cessation d'emploi. Les coûts de cessation d'emploi ont été engagés conformément aux conventions collectives conclues avec la Society of Energy Professionals et le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique.

Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires

Par suite de l'examen effectué en 2011, l'estimation du passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires a été réduite de 5 millions de dollars. La réduction traduit une hausse des coûts qui devraient être recouvrés au titre de l'équipement et du matériel des centrales, en grande partie annulée par une augmentation de l'estimation des coûts de démolition. En raison de l'ajustement du passif, OPG a inscrit une diminution correspondante du solde des immobilisations de 2 millions de dollars et un gain net de 3 millions de dollars au 31 décembre 2011. Le gain a été comptabilisé dans les autres (gains) pertes des secteurs Thermique et Divers, suivant le classement des centrales par secteur.

Modifications futures de conventions comptables

OPG avait auparavant l'intention d'adopter les Normes internationales d'information financière à compter du 1er janvier 2012, mais a décidé en décembre 2011 de présenter son information financière selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») à compter du 1er janvier 2012.

En janvier 2012, OPG a déposé auprès de la CVMO une demande de dispense en vertu de l'article 3.2 du Règlement 52-107 sur les principes comptables et normes d'audit acceptables, selon lequel OPG serait autrement tenue de déposer des états financiers consolidés dressés selon les IFRS, et elle a obtenu cette dispense. La dispense permet à OPG de déposer ses états financiers consolidés dressés selon les PCGR des États-Unis à compter du 1er janvier 2012, sans qu'OPG ait à s'inscrire auprès de la Securities and Exchange Commission ou à émettre de titres d'emprunt. La dispense s'applique aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2012, mais avant le 1er janvier 2015. OPG doit obtenir de la CEO l'approbation d'utiliser les PCGR des États-Unis à des fins réglementaires dans sa prochaine demande de nouveaux tarifs réglementés, qu'elle prévoit déposer selon ce référentiel au deuxième trimestre de 2012.

OPG est en train d'établir l'incidence quantitative de la transition aux PCGR des États-Unis. OPG publiera ses premiers états financiers consolidés dressés selon les PCGR des États-Unis au 31 mars 2012 et pour la période de trois mois prenant fin à cette date, avec retraitement des chiffres correspondants de la période comparative. Le bilan transitoire au 1er janvier 2011 sera présenté dans les états financiers consolidés intermédiaires en date du 31 mars 2012.

NOTE 4 PLACEMENTS DANS DU PAPIER COMMERCIAL ADOSSÉ À DES ACTIFS

Aux fins d'évaluation, OPG a classé son papier commercial adossé à des actifs (« PCAA ») comme détenu à des fins de transaction. La juste valeur a été établie à partir d'un modèle de flux de trésorerie actualisés, et OPG a classé son placement dans du PCAA dans le niveau 3, selon la hiérarchie des évaluations à la juste valeur décrite à la note 13. En 2010, OPG a vendu son PCAA pour 33 millions de dollars et a comptabilisé une perte de 3 millions de dollars dans les autres (gains) pertes.

NOTE 5 CESSION DE CRÉANCES

En octobre 2003, la Société a signé une convention visant la cession d'un droit de copropriété indivis dans ses créances actuelles et futures (les « créances ») à une fiducie indépendante. La Société conserve également un droit de copropriété indivis dans les créances cédées à la fiducie. En vertu de la convention, la Société continue de gérer les créances. Dans le cadre de la cession, la fiducie reste propriétaire véritable d'une partie des paiements découlant des créances, calculés chaque mois. Le recours de la fiducie envers la Société se limite généralement au revenu tiré des créances.

OPG a comptabilisé la cession initiale du droit de copropriété à la fiducie et les cessions subséquentes requises aux termes de l'option de rechargement de la titrisation comme une vente, conformément à la note d'orientation concernant la comptabilité 12, *Cession de créances*, du *Manuel de l'ICCA*. Selon cette note d'orientation, le produit de chaque cession à la fiducie est réputé correspondre à la somme reçue de la fiducie, déduction faite du droit de copropriété indivis conservé par la Société. En décembre 2011, conformément à la convention de cession de créances, OPG a réduit le solde des créances titrisées, le faisant passer de 250 millions de dollars à 50 millions de dollars. Au 31 décembre 2011, le solde des créances titrisées s'établissait à 50 millions de dollars (250 millions de dollars en 2010). La convention de titrisation actuelle, comportant un engagement de 250 millions de dollars, prendra fin le 31 août 2013.

Pour 2011, OPG a comptabilisé des intérêts débiteurs de 4 millions de dollars (4 millions de dollars en 2010) sur ces cessions à un coût moyen des fonds de 1,9 % (1,5 % en 2010).

Les créances présentées et titrisées par la Société sont comme suit :

	Capital des créances aux 31 décembre		Solde moyen des créances pour les exercices clos les 31 décembre	
(en millions de dollars)	**2011**	2010	**2011**	2010
Total du portefeuille de créances[1]	**375**	377	**369**	379
Créances cédées	**50**	250	**233**	250
Créances conservées	**325**	127	**136**	129
Coût moyen des fonds			**1,9 %**	1,5 %

1 Le montant représente les créances en cours, y compris les créances titrisées que la Société continue de gérer.

Une variation défavorable immédiate de 10 % ou 20 % du taux d'actualisation n'aurait pas une incidence importante sur la juste valeur du droit conservé. Il n'y a pas eu de pertes sur créances pour les exercices clos les 31 décembre 2011 et 2010.

Les flux de trésorerie liés aux titrisations pour les exercices clos les 31 décembre sont comme suit :

(en millions de dollars)	**2011**	2010
Recouvrements réinvestis dans les ventes à rechargement[1]	**2 800**	2 995
Flux de trésorerie liés aux droits conservés	**1 627**	1 548

1 Étant donné l'option de rechargement de la titrisation, les recouvrements de créances titrisées sont immédiatement réinvestis dans des créances additionnelles, ce qui signifie que le produit au comptant pour la Société ne dépassera pas le montant titrisé. Les montants reflètent le total de 12 montants mensuels.

NOTE 6 IMMOBILISATIONS CORPORELLES ET ACTIFS INCORPORELS ET AMORTISSEMENT

La dotation aux amortissements pour les exercices clos les 31 décembre est comme suit :

(en millions de dollars)	2011	2010
Amortissement	**534**	571
Amortissement des actifs incorporels	**15**	16
Amortissement des actifs et passifs réglementaires (NOTE 7)	**174**	101
	723	688

Les immobilisations corporelles aux 31 décembre étaient comme suit :

(en millions de dollars)	2011	2010
Immobilisations corporelles		
Centrales nucléaires	**8 254**	7 220
Centrales hydroélectriques réglementées	**4 538**	4 474
Centrales hydroélectriques non réglementées	**4 096**	4 020
Centrales thermiques	**1 433**	1 424
Autres immobilisations	**1 048**	1 039
Constructions en cours	**2 317**	1 477
	21 686	19 654
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	**6 290**	5 819
Autres immobilisations	**321**	280
	6 611	6 099
	15 075	13 555

Les actifs incorporels aux 31 décembre étaient comme suit :

(en millions de dollars)	2011	2010
Actifs incorporels		
Centrales nucléaires	**101**	93
Centrales hydroélectriques non réglementées	**6**	6
Centrales thermiques	**2**	2
Autres actifs incorporels	**244**	236
Aménagement en cours	**10**	8
	363	345
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	**87**	77
Autres actifs incorporels	**226**	220
	313	297
	50	48

Les intérêts capitalisés dans les travaux de construction et d'aménagement en cours à un taux moyen de 5 % en 2011 (6 % en 2010) ont été de 86 millions de dollars (76 millions de dollars en 2010).

NOTE 7 ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

La décision de la CEO sur les tarifs réglementés d'OPG rendue en 2008 a autorisé l'établissement de certains comptes d'écarts et de report avec prise d'effet le 1er avril 2008, notamment les comptes autorisés en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*, règlement en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*. Dans sa décision, la CEO a également autorisé le traitement des soldes antérieurement comptabilisés par OPG dans les comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2007 en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Les décisions de la CEO rendues en 2009 ont visé le traitement des comptes d'écarts et de report pour la période suivant le 31 décembre 2009, l'établissement du compte d'écarts et de report pour les montants recouvrés en trop et les sous-recouvrements pour la production hydroélectrique à compter du 1er janvier 2010 et, en réponse à la requête d'OPG qui demandait à la CEO de revoir et de modifier une partie de sa décision de 2008 ayant trait au traitement des pertes fiscales et à leur utilisation pour atténuer les tarifs réglementés, l'établissement du compte d'écarts des pertes fiscales à compter du 1er avril 2008. Par suite des décisions ci-dessus, au cours de la période du 1er janvier 2010 au 28 février 2011, la Société a comptabilisé des ajouts aux soldes approuvés des comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO, en plus d'amortir ces derniers.

Dans sa décision de mars 2011 et son ordonnance d'avril 2011, la CEO a approuvé la demande d'OPG de pouvoir utiliser les soldes des comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2010, sans rajustement. Au cours de la période du 1er mars au 31 décembre 2011, la Société a amorti ces soldes approuvés sur les périodes de recouvrement autorisées par la CEO. Tout manque ou recouvrement en trop des soldes approuvés des comptes d'écarts et de report en raison des écarts entre la production réelle et la production prévue est comptabilisé dans les comptes d'écarts et de report relatifs aux montants recouvrés en trop et aux sous-recouvrements pour la production hydroélectrique et nucléaire et sera, selon le cas, recouvré auprès des consommateurs ou remboursé à ceux-ci, dans le cadre de la prochaine demande d'OPG auprès de la CEO. Dans sa prochaine demande auprès de la CEO, OPG prévoit demander le recouvrement des soldes réglementaires comptabilisés après le 31 décembre 2010.

Dans sa décision de mars 2011, la CEO a également autorisé le maintien des comptes d'écarts et de report existants, comme proposé par OPG, à l'exception du compte d'écarts des coûts du combustible nucléaire, qui a été supprimé le 1er mars 2011. La CEO a aussi établi le compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire et le compte d'écarts relatif au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité avec prise d'effet le 1er mars 2011. Le compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire comptabilise l'incidence financière d'une production invendue aux centrales hydroélectriques réglementées d'OPG découlant d'une production de base excédentaire. Le compte d'écarts relatif au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité comptabilise les revenus nets découlant du mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité qui doivent être remboursés aux consommateurs. Au cours de la période du 1er mars au 31 décembre 2011, la Société a comptabilisé des ajouts aux comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO dans sa décision de mars 2011.

Au cours de la période du 1er mars au 31 décembre 2011, la Société a aussi inscrit des ajouts au compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi pour la période du 1er mars 2011 au 31 décembre 2012 par la CEO qui, dans sa décision et son ordonnance de juin 2011, a acquiescé à la requête d'OPG sollicitant la revue et la modification de la décision de mars 2011 de la CEO pour ce qui est des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2011, OPG a comptabilisé des intérêts sur les soldes réglementaires non réglés, au taux d'intérêt de 1,47 % par année prescrit par la CEO. Le taux d'intérêt a varié à l'intérieur d'une fourchette de 0,55 % à 1,20 % par année au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Les actifs et passifs réglementaires comptabilisés aux 31 décembre s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	2011	2010
Actifs réglementaires		
Impôts futurs (NOTE 11)	**692**	711
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	**196**	250
Compte d'écarts de pertes fiscales	**425**	492
Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	**96**	–
Compte de report des passifs nucléaires	**22**	39
Autres	**26**	67
Total des actifs réglementaires	**1 457**	1 559
Passifs réglementaires		
Compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires	**55**	111
Compte d'écarts relatif aux conditions hydrologiques	**41**	70
Compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes	**49**	40
Autres	**9**	27
Total des passifs réglementaires	**154**	248

La variation des actifs et passifs réglementaires pour 2011 et 2010 s'est établie comme suit :

(en millions de dollars)	Impôts futurs	Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	Compte d'écarts de pertes fiscales	Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Compte de report des passifs nucléaires	Compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires	Compte d'écarts relatif aux conditions hydrologiques	Compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes	Divers (montant net)
Actifs (passifs) réglementaires au 1er janvier 2010	592	328	295	–	86	(55)	(55)	(21)	54
Variations au cours de l'exercice	119	(81)	194	–	–	(50)	(14)	(19)	34
Intérêts	–	3	3		1	(1)	(1)	–	–
Amortissement de l'exercice	–	–	–	–	(48)	(5)	–	–	(48)
Actifs (passifs) réglementaires au 31 décembre 2010	711	250	492	–	39	(111)	(70)	(40)	40
Variations au cours de l'exercice	(19)	56	33	95	–	7	(2)	(26)	13
Intérêts	–	3	7	1	1	(1)	(1)	(1)	–
Amortissement de l'exercice	–	(113)	(107)	–	(18)	50	32	18	(36)
Actifs (passifs) réglementaires au 31 décembre 2011	**692**	**196**	**425**	**96**	22	**(55)**	**(41)**	**(49)**	**17**

Impôts futurs

Conformément au *Manuel de l'ICCA*, OPG est tenue de constater les impôts futurs associés à ses activités à tarifs réglementés, y compris les impôts futurs sur les écarts temporaires liés aux actifs et passifs réglementaires constatés à des fins comptables. De plus, OPG est tenue de constater un actif ou un passif réglementaire distinct au titre du montant d'impôts futurs devant être inclus dans les tarifs futurs et recouvré auprès des clients ou payé à ceux-ci. OPG a comptabilisé une diminution de 19 millions de dollars de l'actif réglementaire au titre des impôts futurs pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (augmentation de 119 millions de dollars en 2010).

Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, OPG doit inclure l'écart entre les revenus et les coûts d'OPG relatifs à ses deux centrales nucléaires louées à Bruce Power L.P. pour établir les tarifs réglementés de la production des centrales nucléaires réglementées d'OPG. La CEO a constitué un compte d'écarts dans lequel sont comptabilisés les écarts entre les revenus et les coûts prévus d'OPG relatifs aux centrales Bruce qui sont inclus dans les tarifs réglementés pour la production nucléaire approuvés, et les montants réels.

Au cours de 2011, OPG a comptabilisé une augmentation nette de 59 millions de dollars de l'actif réglementaire au titre du compte d'écarts, y compris des intérêts de 3 millions de dollars (baisse de 78 millions de dollars, déduction faite d'intérêts de 3 millions de dollars en 2010). L'augmentation nette en 2011 comprend un montant de 48 millions de dollars relatif au rendement plus faible que prévu des Fonds nucléaires se rapportant aux centrales Bruce, lequel a été comptabilisé comme une augmentation du rendement des Fonds nucléaires, ainsi qu'un montant de 30 millions de dollars se rapportant aux revenus moins élevés que prévu découlant du contrat de location des centrales Bruce et aux ententes liées, y compris l'incidence du dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce (se reporter à la note 13), qui a été comptabilisée à titre d'augmentation des revenus. Ces écarts ont été en partie annulés par une baisse de 21 millions de dollars de l'actif réglementaire en 2011 en raison d'une charge d'impôts sur les bénéfices moins élevée que prévu. Cette baisse de l'actif réglementaire a été comptabilisée à titre d'augmentation de la charge d'impôts sur les bénéfices.

La baisse nette de 78 millions de dollars de l'actif réglementaire en 2010 comprenait une réduction de 168 millions de dollars des écarts relatifs au rendement des Fonds nucléaires et des hausses de 81 millions de dollars et de 21 millions de dollars liées respectivement aux écarts relatifs aux revenus et à la charge d'impôts sur les bénéfices.

Dans sa décision de mars 2011, la CEO a approuvé le recouvrement du solde du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce au 31 décembre 2010, sur une période de 22 mois prenant fin le 31 décembre 2012. Par conséquent, depuis le 1er mars 2011, OPG amortit l'actif réglementaire au titre de ce compte de manière linéaire sur cette période.

Compte d'écarts de pertes fiscales

Le compte d'écarts de pertes fiscales autorisé par la CEO en mai 2009 et qui a pris effet le 1er avril 2008 est lié au traitement des pertes fiscales et à leur utilisation aux fins d'atténuation. Conformément à la décision de mai 2009 de la CEO sur la requête d'OPG sollicitant la revue et la modification de la décision de 2008 de la CEO relative aux tarifs réglementés, ce compte a comptabilisé l'écart entre le montant de l'atténuation inclus dans les tarifs réglementés approuvés qui étaient en vigueur avant le 1er mars 2011 et la réduction des besoins de revenus provenant des pertes fiscales reportées en avant pour la période du 1er avril 2005 au 31 mars 2008, recalculées en fonction de la décision de 2008 de la CEO. Au cours de 2011, OPG a comptabilisé une augmentation de 40 millions de dollars de l'actif réglementaire qui se rapporte au compte d'écarts des pertes fiscales, dont 7 millions de dollars d'intérêts, et une hausse correspondante des revenus de 33 millions de dollars. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2010, OPG avait comptabilisé une augmentation de 197 millions de dollars de l'actif réglementaire, dont 3 millions de dollars d'intérêts, et une hausse correspondante des revenus de 194 millions de dollars.

Dans sa décision de mars 2011, la CEO a autorisé le recouvrement du solde du compte au 31 décembre 2010 sur une période de 46 mois prenant fin le 31 décembre 2014. Par conséquent, depuis le 1er mars 2011, OPG comptabilise l'amortissement relatif à ce compte de manière linéaire sur cette période.

Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite

En mars 2011, OPG a déposé auprès de la CEO une requête sollicitant la revue et la modification de la décision de mars 2011 de la CEO, pour ce qui est de la mise à jour des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. En juin 2011, la CEO a établi le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite dans sa décision et son ordonnance en réponse à la requête d'OPG. Le compte d'écarts comprend les écarts entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG pour les activités à tarifs réglementés et les incidences fiscales connexes et les coûts représentés dans les tarifs réglementés actuels. Ce compte est en vigueur pour la période du 1er mars 2011 au 31 décembre 2012. Au cours de 2011, OPG a comptabilisé un actif réglementaire de 96 millions de dollars, y compris 1 million de dollars d'intérêts, qui se rapporte au compte d'écarts et des réductions correspondantes des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et de la charge d'impôts sur les bénéfices de respectivement 74 millions de dollars et 21 millions de dollars.

Compte de report des passifs nucléaires

Avec prise d'effet le 1er avril 2005, OPG est tenue, conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, d'établir un compte de report relativement aux changements de ses passifs nucléaires. Le compte de report comptabilise l'incidence sur les besoins de revenus des variations des passifs nucléaires attribuables à un plan de référence approuvé, selon les modalités de l'ONFA.

Avant le 1er avril 2008, OPG comptabilisait un actif réglementaire au titre de ce compte de report qui se rapportait à l'augmentation des passifs nucléaires en date du 31 décembre 2006 attribuable à la mise à jour du plan de référence approuvé selon les modalités de l'ONFA (« plan de référence approuvé de 2006 »). Dans sa décision de mars 2011, la CEO a autorisé le recouvrement du solde résiduel de ce compte de report au 31 décembre 2010 qui se rapporte à l'augmentation des passifs nucléaires, sur une période de

22 mois prenant fin le 31 décembre 2012. Par conséquent, depuis le 1er mars 2011, OPG comptabilise l'amortissement de l'actif réglementaire au titre de ce compte de report de manière linéaire sur cette période.

Compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO a établi un compte d'écarts relatif aux écarts entre les coûts autres qu'en capital engagés par OPG pendant la planification et la préparation de l'aménagement de nouvelles centrales nucléaires proposées et le montant prévu de ces coûts inclus dans les prix réglementés actuels pour la production nucléaire. Pour refléter ces écarts, OPG a comptabilisé une diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 7 millions de dollars qui se rapporte à ce compte d'écarts en 2011 (augmentation de 50 millions de dollars en 2010).

La décision de 2011 de la CEO a autorisé le remboursement du solde dans ce compte d'écarts au 31 décembre 2010 sur une période de 22 mois prenant fin le 31 décembre 2012. Par conséquent, avec prise d'effet le 1er mars 2011, OPG amortit le solde approuvé dans le compte de manière linéaire sur cette période.

Compte d'écarts relatif aux conditions hydrologiques

La CEO a autorisé l'établissement d'un compte d'écarts pour mesurer l'incidence des variations de la production d'hydroélectricité réglementée attribuables aux écarts entre les conditions hydrologiques prévues et réelles. Les conditions hydrologiques prévues désignent les conditions qui ont servi à calculer les prévisions de production hydroélectrique approuvées par la CEO aux fins d'établissement des tarifs hydroélectriques réglementés.

Pour 2011 et 2010, OPG a comptabilisé des diminutions des revenus de respectivement 4 millions de dollars et 22 millions de dollars ainsi que des baisses des charges relatives au combustible qui sont attribuables aux frais sur les revenus bruts de respectivement 2 millions de dollars et 8 millions de dollars, pour traduire les conditions hydrologiques réelles plus favorables que celles ayant servi à l'établissement des prévisions de la production d'hydroélectricité approuvées par la CEO.

La décision de 2011 de la CEO a autorisé le remboursement du solde dans ce compte d'écarts au 31 décembre 2010 sur une période de 22 mois prenant fin le 31 décembre 2012. Par conséquent, avec prise d'effet le 1er mars 2011, l'amortissement de ce solde est constaté par OPG de manière linéaire sur cette période.

Compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes

La CEO a autorisé l'établissement d'un compte d'écarts pour la comptabilisation des variations des impôts sur les bénéfices, de l'impôt sur le capital et de certaines autres charges fiscales liées aux secteurs à tarifs réglementés, comparativement aux charges approuvées par la CEO lors de l'établissement des tarifs réglementés, ces variations étant dues aux modifications apportées aux taux d'imposition ou aux règles de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) ou de la *Loi de 2007 sur les impôts* (Ontario), dans sa version modifiée par la *Loi de 1998 sur l'électricité*, ainsi qu'aux nouvelles cotisations d'impôt. Les variations dues aux nouvelles cotisations relatives aux années d'imposition antérieures qui ont une incidence sur les impôts exigibles liés aux activités à tarifs réglementés pour les exercices postérieurs au 31 mars 2008 sont comprises dans le compte. De plus, le compte d'écarts comptabilise certains changements aux charges d'impôt foncier.

Au cours de 2011, OPG a comptabilisé une augmentation du passif réglementaire au titre de ce compte d'écarts de 27 millions de dollars (19 millions de dollars en 2010), y compris 1 million de dollars d'intérêts (néant en 2010), qui tient principalement à l'incidence des crédits d'impôt à l'investissement sur les dépenses de recherche scientifique et de développement expérimental admissibles, des nouvelles cotisations d'impôt des années d'imposition antérieures et de la baisse par rapport aux prévisions des taux d'impôt sur les bénéfices des sociétés et des taux d'impôt sur le capital inférieurs prévus par la loi. Par conséquent, en 2011, OPG a comptabilisé des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration additionnelles de 22 millions de dollars et des charges d'impôts sur les bénéfices et d'impôt sur le capital additionnelles de 2 millions de dollars chacune. En 2010, OPG avait comptabilisé des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration additionnelles de 14 millions de dollars, une charge d'impôt sur le capital additionnelle de 11 millions de dollars et une diminution de la charge d'impôts sur les bénéfices de 6 millions de dollars.

La décision de 2011 de la CEO a autorisé le remboursement du solde dans ce compte d'écarts au 31 décembre 2010 sur une période de 22 mois prenant fin le 31 décembre 2012. Par conséquent, avec prise d'effet le 1er mars 2011, l'amortissement de ce solde est constaté par OPG de manière linéaire sur cette période.

Autres actifs et passifs réglementaires

Au 31 décembre 2011, les autres actifs réglementaires comprenaient un montant lié au compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires de 11 millions de dollars (néant en 2010) et un montant lié au compte d'écarts des coûts du combustible nucléaire de 9 millions de dollars (6 millions de dollars en 2010). Le compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires a été autorisé par la CEO pour comptabiliser les écarts entre les revenus nets réels tirés des services auxiliaires hydroélectriques réglementés et nucléaires et les revenus prévus approuvés par la CEO lors de l'établissement des tarifs réglementés. Le compte d'écarts des coûts du combustible nucléaire établi par la CEO était en vigueur jusqu'au 1er mars 2011 et comprenait les écarts entre les coûts réels du combustible nucléaire par unité de production et les coûts prévus approuvés par la CEO. Seuls les intérêts et l'amortissement sont comptabilisés dans ce compte depuis le 1er mars 2011.

Les autres actifs réglementaires au 31 décembre 2011 comprenaient aussi des montants de 4 millions de dollars et de 1 million de dollars relatifs respectivement au compte d'écarts de manque à gagner de la période intermédiaire qui se rapporte aux installations nucléaires et au compte d'écarts et de report pour les montants recouvrés en trop et les sous-recouvrements pour la production nucléaire (7 millions de dollars et 21 millions de dollars respectivement en 2010). Le compte d'écarts de manque à gagner de la période intermédiaire qui se rapporte aux installations nucléaires comprenait, jusqu'au 31 décembre 2009, le sous-recouvrement de revenus nucléaires rétroactifs pour la période du 1er avril 2008 au 30 novembre 2008 découlant des écarts entre la production réelle et la production prévue approuvée dans la décision de 2008 de la CEO. Le solde de 1 million de dollars du compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire et le solde non amorti du compte d'écarts lié aux pannes de transport et aux restrictions de transport ont aussi été inclus dans les autres actifs réglementaires.

Le solde du compte de report pour la remise en service de Pickering A de 33 millions de dollars était inclus dans les autres actifs réglementaires au 31 décembre 2010. L'actif réglementaire au titre de ce solde a été entièrement amorti au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2011 selon les périodes de recouvrement autorisées dans les décisions de 2008 et de mars 2011 de la CEO.

Au 31 décembre 2011, les autres passifs réglementaires incluaient un montant de 6 millions de dollars dans le compte d'écarts et de report pour les montants recouvrés en trop et les sous-recouvrements pour la production hydroélectrique et un montant de 1 million de dollars dans chacun des comptes d'écarts de manque à gagner de la période intermédiaire lié à la production hydroélectrique, de remise en état de la capacité et du mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité. Le compte d'écarts de remise en état de la capacité, établi par la CEO, comprend les écarts par rapport aux coûts prévus associés à la remise en état de la centrale nucléaire Darlington et aux initiatives axées sur la prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire Pickering B. Les coûts de remise en état de la capacité prévus correspondent à ceux qui ont été approuvés par la CEO lors de l'établissement des tarifs réglementés.

Au 31 décembre 2010, les autres passifs réglementaires comprenaient 9 millions de dollars dans le compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires, 8 millions de dollars dans le compte d'écarts de remise en état de la capacité, 8 millions de dollars dans le compte d'écarts et de report pour les montants recouvrés en trop et les sous-recouvrements pour la production hydroélectrique, et 2 millions de dollars dans le compte d'écarts de manque à gagner de la période intermédiaire lié à la production hydroélectrique.

Dans sa décision de mars 2011, la CEO a autorisé le recouvrement ou le remboursement des soldes au 31 décembre 2010 de tous les comptes d'écarts et de report compris dans les autres actifs et passifs réglementaires, à l'exception du compte de report de remise en service de Pickering A, sur une période de 22 mois prenant fin le 31 décembre 2012. Par conséquent, avec prise d'effet le 1er mars 2011, l'amortissement de ces soldes est constaté par OPG de manière linéaire sur cette période. OPG a été autorisée à amortir le compte de report pour la remise en service de Pickering A sur une période de dix mois prenant fin le 31 décembre 2011.

Résumé de l'incidence des actifs et passifs réglementaires

Le tableau qui suit résume l'incidence sur l'état des résultats et sur les autres éléments du résultat étendu de la constatation des actifs et passifs réglementaires.

	2011			2010		
(en millions de dollars)	Montants présentés	Incidence des actifs et passifs réglementaires	États financiers sans l'incidence des actifs et passifs réglementaires	Montants présentés	Incidence des actifs et passifs réglementaires	États financiers sans l'incidence des actifs et passifs réglementaires
Revenus	**5 061**	**(61)**	**5 000**	5 367	(265)	5 102
Charges liées au combustible	**754**	**15**	**769**	900	38	938
Exploitation, maintenance et administration	**2 756**	**64**	**2 820**	2 913	(58)	2 855
Amortissement	**723**	**(180)**	**543**	688	(131)	557
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**702**	**1**	**703**	660	13	673
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(509)**	**48**	**(461)**	(668)	(168)	(836)
Impôt foncier et impôt sur le capital	**51**	**(5)**	**46**	77	(17)	60
Intérêts débiteurs, montant net	**165**	**9**	**174**	176	(1)	175
Charge (recouvrement) d'impôts	**11**	**(10)**	**1**	(60)	158	98
Autres éléments du résultat étendu	**(94)**	**11**	**(83)**	(45)	12	(33)

NOTE 8 DETTE À LONG TERME

La dette à long terme était composée de ce qui suit aux 31 décembre :

(en millions de dollars)	2011	2010
Dette à long terme[1]		
Billets à payer à la SFIEO		
Billets de premier rang[2]		
5,72 %, échéant en 2012	**400**	400
3,43 %, échéant en 2015	**500**	500
4,91 %, échéant en 2016	**270**	270
5,35 %, échéant en 2017	**900**	900
5,27 %, échéant en 2018	**395**	395
5,44 %, échéant en 2019	**365**	365
4,56 %, échéant en 2020	**660**	660
4,28 %, échéant en 2021	**185**	–
5,07 %, échéant en 2041	**300**	–
Billets subordonnés[2]		
6,65 %, échéant en 2011	**–**	375
Dette d'UMH Energy Partnership[3]		
Billets de premier rang		
7,86 %, échéant en 2041	**196**	198
Lower Mattagami Energy Limited Partnership[4]		
Billets de premier rang		
2,59 %, échéant en 2015	**96**	–
4,46 %, échéant en 2021	**223**	–
5,26 %, échéant en 2041	**248**	–
Dette à long terme sans recours[1]		
Brighton Beach Power L.P.		
Billets		
7,03 %, échéant en 2024[5]	**115**	119
Autres obligations à long terme à taux variable[6]	**44**	46
	4 897	4 228
Moins : tranche échéant à moins d'un an	**413**	385
Dette à long terme	**4 484**	3 843

1 Les taux d'intérêt présentés reflètent les taux d'intérêt effectifs de la dette.

2 La dette de premier rang confère à la SFIEO le droit de recevoir le paiement complet des montants qui lui sont dus avant les porteurs des créances subordonnées et est de rang égal aux créances de premier rang d'UMH Energy Partnership et de Lower Mattagami Energy Limited Partnership (« LME »).

3 Ces billets sont garantis par les actifs du projet Upper Mattagami et Hound Chute et sont assortis d'un droit de recours contre OPG jusqu'à ce que des conditions précises soient satisfaites après la construction. Ces billets sont de rang égal aux billets de premier rang à payer à la SFIEO.

4 Ces billets sont garantis par les actifs du projet Lower Mattagami, y compris les installations existantes en opération et les installations en cours de construction, et sont assortis d'un droit de recours contre OPG jusqu'à la date d'expiration du droit de recours. Ces billets sont de rang égal aux billets de premier rang à payer à la SFIEO.

5 La dette de Brighton Beach Power L.P. est garantie par une charge de premier rang sur les actifs de la société en commandite, la cession des comptes bancaires et la cession des ententes relatives aux projets Brighton Beach. Brighton Beach Power L.P. a conclu des opérations de couverture de taux d'intérêt de variable à fixe, afin de gérer les risques financiers découlant des variations des taux d'intérêt.

6 Les taux d'intérêt de la dette à taux variable sont fixés selon des taux d'intérêt de référence, notamment le taux des acceptations bancaires et le taux interbancaire offert à Londres, majorés d'une marge.

En 2010, OPG a signé une modification à la facilité de crédit du projet du tunnel de Niagara afin de porter la facilité de crédit à un maximum de 1,6 milliard de dollars. Les intérêts seront fixés, pour chaque billet émis au moment de l'avance, à un taux égal au taux en vigueur pour les obligations de référence de dix ans du gouvernement du Canada, majoré d'un différentiel de taux établi par la SFIEO, fondé sur un échantillon de taux du marché. Au 31 décembre 2011, OPG avait emprunté un montant de 875 millions de dollars (690 millions de dollars en 2010) sur cette facilité.

Au cours du premier trimestre de 2011, OPG a conclu une entente avec la SFIEO à l'égard d'une facilité de crédit de 375 millions de dollars pour refinancer les billets au fur et à mesure qu'ils arrivent à échéance, entre janvier 2011 et décembre 2011. Le refinancement en vertu de cette entente totalisait 300 millions de dollars au 31 décembre 2011.

Les intérêts payés en 2011 se sont établis à 259 millions de dollars (258 millions de dollars en 2010), dont une tranche de 244 millions de dollars a trait aux intérêts payés sur la dette à long terme (242 millions de dollars en 2010).

La valeur comptable des actifs donnés en nantissement au 31 décembre 2011 s'élevait à 2 305 millions de dollars (968 millions de dollars en 2010).

Les échéances contractuelles par exercice se résument comme suit :

(en millions de dollars)	
2012	413
2013	13
2014	13
2015	611
2016	287
Par la suite	3 560
	4 897

NOTE 9 FACILITÉS DE CRÉDIT À COURT TERME ET INTÉRÊTS DÉBITEURS, MONTANT NET

Au 31 décembre 2011, OPG maintenait une facilité de crédit bancaire confirmée renouvelable de 1 milliard de dollars, divisée en deux tranches pluriannuelles de 500 millions de dollars. En mai 2011, OPG a renouvelé et prolongé l'une des deux tranches de 500 millions de dollars jusqu'au 18 mai 2015. L'autre tranche de 500 millions de dollars vient à échéance le 20 mai 2013. Le total de la facilité de crédit continuera d'être principalement affecté au soutien des billets émis dans le cadre du programme de papier commercial d'OPG. Au 31 décembre 2011, aucun papier commercial n'était en cours aux termes de cette facilité. OPG n'avait pas d'autres emprunts en cours sur sa facilité de crédit bancaire au 31 décembre 2011.

Au cours de 2010, LME a établi une facilité de crédit bancaire de 700 millions de dollars pour soutenir la première phase de construction du projet Lower Mattagami et le programme de papier commercial. Au 31 décembre 2011, 10 millions de dollars de papier commercial étaient en cours dans le cadre de ce programme (155 millions de dollars en 2010). En mars 2011, OPG a conclu une facilité de crédit de 700 millions de dollars avec la SFIEO à l'appui du projet Lower Mattagami. Au 31 décembre 2011, aucun montant n'était tiré sur cette facilité de crédit.

Au 31 décembre 2011, OPG avait aussi des facilités de découvert non confirmées à court terme de 25 millions de dollars et des facilités de crédit non confirmées à court terme de 353 millions de dollars, qui soutiennent l'émission de lettres de crédit. OPG utilise des lettres de crédit aux fins du soutien des régimes de retraite complémentaires et à d'autres fins. Au 31 décembre 2011, il y avait un total de 305 millions de dollars de lettres de crédit émises, qui comprenaient 287 millions de dollars liés aux régimes de retraite complémentaires, 17 millions de dollars servant aux fins générales du siège social et 1 million de dollars lié à l'exploitation du PEC.

De plus, au 31 décembre 2011, la SGDN avait émis une lettre de crédit de 3 millions de dollars pour son régime de retraite complémentaire.

Le tableau qui suit présente un sommaire des intérêts débiteurs, montant net, pour les exercices clos les 31 décembre :

(en millions de dollars)	**2011**	2010
Intérêt sur la dette à long terme	**254**	244
Intérêt sur la dette à court terme	**15**	16
Intérêts créditeurs	**(9)**	(3)
Intérêts capitalisés	**(86)**	(76)
Intérêts appliqués aux actifs et passifs réglementaires	**(9)**	(5)
Intérêts débiteurs, montant net	**165**	176

NOTE 10 ENLÈVEMENT D'IMMOBILISATIONS ET GESTION DES DÉCHETS NUCLÉAIRES

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires fondés sur la valeur actualisée se composaient de ce qui suit aux 31 décembre :

(en millions de dollars)	**2011**	2010
Passif au titre des coûts de gestion du combustible nucléaire irradié	**8 523**	7 534
Passif au titre du déclassement de centrales nucléaires et de la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité	**5 537**	5 013
Passif au titre des coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	**159**	157
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**14 219**	12 704

Les variations des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre sont les suivantes :

(en millions de dollars)	**2011**	2010
Passifs au début de l'exercice	**12 704**	11 859
Augmentation des passifs en raison de la charge de désactualisation	**703**	673
Augmentation des passifs en raison des changements dans les hypothèses liées à la décision d'entreprendre la phase de définition de la remise en état de la centrale nucléaire Darlington	**–**	293
Augmentation des passifs découlant du processus d'actualisation du plan de référence en vertu de l'ONFA (NOTE 3)	**934**	–
Augmentation des passifs en raison des charges variables liées à la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets et des autres charges	**55**	56
Passifs réglés par les dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires	**(172)**	(181)
Variation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	**(5)**	4
Passifs à la fin de l'exercice	**14 219**	12 704

Le solde de la trésorerie et des équivalents de trésorerie au 31 décembre 2011 comprenait 10 millions de dollars de trésorerie et équivalents de trésorerie affectés aux activités de gestion des déchets nucléaires (3 millions de dollars en 2010).

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires se composent des coûts prévus à engager jusqu'à la date de fin des activités et de fermeture des centrales nucléaires et thermiques et d'autres installations, et par la suite. Des coûts seront engagés pour le déclassement, la démolition et l'évacuation des installations et du matériel, la décontamination et la remise en état des sites et la gestion courante et à long terme du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité.

Le déclassement d'une centrale nucléaire consiste à mettre la centrale en état d'arrêt sécuritaire pendant une période de fermeture sécuritaire nominale de 30 ans avant son démantèlement. Aux termes du contrat de location des centrales Bruce, OPG continue d'être principalement responsable des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires relativement aux centrales nucléaires Bruce.

Les coûts suivants sont constatés à titre de passif :

- La valeur actualisée des coûts de démantèlement des installations nucléaires et thermiques et d'autres installations après la fin de leur durée de vie utile.
- La valeur actualisée de la partie coût fixe des programmes de gestion des déchets nucléaires requis, d'après le volume total des déchets attendus sur la durée de vie estimative des centrales.
- La valeur actualisée de la partie coût variable des programmes de gestion des déchets nucléaires, compte tenu des volumes de déchets réels, engagé à ce jour.

L'établissement du montant à comptabiliser pour les coûts d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires exige la formulation d'hypothèses importantes, car ces programmes s'échelonnent sur un bon nombre d'années. La plus récente mise à jour des estimations des passifs liés au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires a été effectuée en date du 31 décembre 2011 dans le cadre du processus de mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA. Cette mise à jour s'est traduite par une augmentation des coûts estimatifs, surtout du fait de la hausse des coûts de construction du dépôt souterrain pour les déchets de faible activité et de moyenne activité, de l'accroissement des coûts de manutention et de stockage du combustible irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité pendant l'exploitation des centrales nucléaires, et

des changements dans les indices économiques. L'augmentation a été en partie contrebalancée par une baisse des coûts prévus à engager pour les travaux de déclassement des réacteurs. La variation de l'estimation des coûts a été provoquée par le processus de mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA.

Aux fins du calcul des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2011, et conformément aux hypothèses comptables actuelles sur les fins de vie, les fermetures de centrales nucléaires et thermiques devraient survenir au cours des 3 à 42 prochaines années.

La mise à jour des estimations des passifs nucléaires visait notamment les flux de trésorerie estimatifs liés au déclassement des centrales nucléaires pour une période d'environ 40 ans après la fermeture des centrales et jusqu'en 2071 pour ce qui est du stockage du combustible irradié dans un dépôt de déchets à long terme, suivi d'une longue période de surveillance. Le montant non actualisé des flux de trésorerie estimatifs futurs associés aux passifs atteignait environ 31 milliards de dollars en dollars de 2011. Le taux d'actualisation moyen pondéré utilisé pour calculer la valeur actualisée des passifs était de 5,4 % au 31 décembre 2011. L'augmentation des passifs comptabilisés au 31 décembre 2011 qui a découlé du processus de mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA a été calculée en actualisant les flux de trésorerie futurs additionnels nets selon un taux de 3,4 %. Les taux d'augmentation des coûts utilisés pour calculer l'augmentation des coûts estimatifs s'échelonnent de 1,9 % à 3,7 %.

En février 2010, OPG a annoncé sa décision d'entreprendre la phase de définition de la remise en état de la centrale nucléaire Darlington. Par conséquent, la durée de service de la centrale nucléaire Darlington, aux fins du calcul de l'amortissement, a été prolongée, sa fin de vie passant de 2019 à 2051. La prolongation de la durée de service a aussi eu une incidence sur les hypothèses relatives aux passifs nucléaires d'OPG en raison surtout de l'accroissement des coûts associés aux grappes de combustible irradié additionnelles, compensé en partie par une baisse du passif lié au déclassement, amenée par le changement dans les hypothèses relatives à la durée de service. L'augmentation nette des passifs qui avait été comptabilisée en 2010 était de 293 millions de dollars selon un taux d'actualisation de 4,8 %.

Les hypothèses importantes sur plusieurs facteurs techniques et opérationnels utilisés pour le calcul du montant à comptabiliser pour les passifs nucléaires font l'objet d'examens périodiques. Toute modification de ces hypothèses, notamment les hypothèses sur le calendrier des programmes, les dates de fin de vie, les indicateurs financiers ou les technologies utilisées, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur des charges à payer. Compte tenu de la durée de ces programmes et de l'évolution de la technologie utilisée dans la gestion des déchets nucléaires, il existe beaucoup d'incertitude quant à la mesure des coûts de ces programmes, qui peuvent augmenter ou diminuer avec le temps.

Passif au titre des coûts de gestion du combustible nucléaire irradié

Le passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié représente les coûts de gestion des grappes de combustible nucléaire irradié hautement radioactives. En vertu de la *Loi fédérale sur les déchets de combustible nucléaire* (« LDCN ») entrée en vigueur en 2002, les propriétaires de déchets de combustible nucléaire au Canada doivent mettre sur pied une société de gestion des déchets nucléaires et établir un fonds en fiducie pour régler les coûts liés à la gestion du combustible irradié. Pour estimer son passif au titre des coûts de gestion du combustible nucléaire irradié, OPG a adopté une approche prudente conformément à la méthode de gestion adaptative progressive approuvée par le gouvernement du Canada, qui présume la mise en service d'un dépôt géologique en profondeur en 2035.

Passif au titre des coûts de déclassement de centrales nucléaires et de gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité

Le passif au titre du déclassement de centrales nucléaires et de la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité représente les coûts estimatifs qu'il faudra engager pour le déclassement des centrales nucléaires à la fin de leur durée de vie utile ainsi que le coût de gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité qui sont produits par les centrales nucléaires. Les principales hypothèses utilisées pour l'estimation des coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations nucléaires incluent le déclassement des centrales nucléaires selon un calendrier échelonné (les réacteurs seront mis en état d'arrêt sécuritaire pendant 30 ans avant leur démantèlement sur 10 ans).

Les coûts de la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité sur leur cycle de vie comprennent les coûts du traitement et du stockage de ces déchets radioactifs pendant et après l'exploitation des centrales nucléaires ainsi que les coûts de leur évacuation définitive à long terme. Les hypothèses actuelles utilisées pour établir les coûts de gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité à payer comprennent une installation d'évacuation des déchets de faible activité et de moyenne activité dont la mise en service est prévue pour 2019. Une entente a été conclue avec des municipalités locales afin de permettre à OPG d'aménager un dépôt géologique en profondeur destiné à la gestion à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité, adjacent à l'installation de gestion des déchets Western. Une évaluation environnementale fédérale relative à cette installation proposée est en cours.

Passif au titre des coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires

Le passif au titre des coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires repose sur des estimations de coûts formulées par des tiers à la lumière d'un examen approfondi des sites des centrales en exploitation et d'une évaluation des activités de nettoyage et de remise en état requises. Ce passif représente principalement les coûts estimatifs de déclassement des centrales thermiques au terme de leur durée de vie utile. Au 31 décembre 2011, le passif lié au déclassement des centrales thermiques était fondé sur des dates de mise hors service s'échelonnant de 2014 à 2030. Les taux d'actualisation vont de 1,5 % à 5,8 %. Le montant non actualisé total des flux de trésorerie estimatifs nécessaires pour régler l'obligation liée aux immobilisations non nucléaires s'inscrit à 215 millions de dollars.

Outre le passif de 121 millions de dollars pour les sites en exploitation, OPG a inscrit un passif au titre d'une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations de 38 millions de dollars relativement aux coûts de déclassement de centrales ayant fait l'objet d'un désinvestissement ou qui ne sont plus utilisées et aux coûts de remise en état des lieux pour ces centrales.

OPG n'a aucune obligation légale à l'égard du déclassement de ses installations hydroélectriques, et les coûts pour ce type d'installations ne peuvent pas faire l'objet d'une estimation raisonnable étant donné leur longue durée de vie utile. Compte tenu des efforts déployés pour la maintenance ou la reconstruction, il est présumé que les structures de contrôle des eaux seront utilisées dans un avenir prévisible. Donc, OPG n'a constaté aucun passif lié au déclassement de ses installations hydroélectriques.

Ontario Nuclear Funds Agreement

OPG met de côté des fonds, détenus dans des comptes de garde et en fiducie distincts, qui seront investis spécifiquement en vue du règlement de ses passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires, conformément à l'ONFA et à la LDCN. OPG supervise la gestion des placements des Fonds nucléaires conjointement avec la Province. Les actifs des Fonds nucléaires sont détenus dans des comptes de garde par des tiers qui sont distincts du reste des actifs d'OPG.

Le Fonds de déclassement a été établi pour financer les coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité à long terme ainsi qu'une tranche des frais de stockage du combustible irradié après la durée de vie de la centrale. Aux 31 décembre 2011 et 2010, le Fonds de déclassement affichait une insuffisance de capitalisation. OPG assume le risque et le passif relativement à l'accroissement des coûts estimatifs ainsi qu'aux produits tirés des placements du Fonds de déclassement.

Le Fonds pour combustible irradié a été créé pour financer les coûts futurs de la gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire irradié. OPG assume le risque et le passif relativement à l'accroissement des coûts de gestion des déchets de combustible irradié, sous réserve des seuils de passif progressifs précisés dans l'ONFA, qui limitent son risque financier total à environ 11,9 milliards de dollars au 31 décembre 2011, compte tenu des projections de 2,23 millions de grappes de combustible irradié établies selon les hypothèses à l'égard des durées de vie des centrales figurant dans le plan de référence financier initial. Les seuils de passif progressifs ne s'appliquent pas aux grappes de combustible irradié additionnelles excédant les 2,23 millions de grappes.

OPG fait des versements trimestriels au Fonds pour combustible irradié au cours de la durée de vie de ses centrales nucléaires, comme il est précisé dans l'ONFA. Le financement requis pour 2011 aux termes de l'ONFA était de 250 millions de dollars (264 millions de dollars en 2010), y compris une cotisation à la fiducie en vertu de la LDCN de l'Ontario (la « Fiducie ») de 139 millions de dollars (136 millions de dollars en 2010). Une cotisation de 133 millions de dollars est incluse dans le financement de 2011 (147 millions de dollars pour le financement de 2010) pour les grappes futures dépassant le seuil de 2,23 millions de grappes. En vertu du plan de référence approuvé de 2006, OPG est tenue de cotiser des montants annuels au Fonds pour combustible irradié, allant de 84 millions de dollars à 240 millions de dollars par année au cours des années 2012 à 2016 (note 16).

La LDCN est entrée en vigueur en novembre 2002. Conformément à la LDCN, OPG a constitué la Fiducie en novembre 2002 et a effectué un dépôt initial de 500 millions de dollars dans la Fiducie. En vertu de la LDCN, OPG était tenue de verser une cotisation annuelle de 100 millions de dollars à la Fiducie jusqu'à ce que la formule de financement proposée par la SGDN à l'égard des frais financiers futurs de mise en œuvre de l'approche de gestion adaptative progressive ait été approuvée par le ministère fédéral des Ressources naturelles. Cette formule de financement a été approuvée en 2009. La Fiducie fait partie du Fonds pour combustible irradié, et les cotisations à la Fiducie, comme l'exige la LDCN, sont appliquées aux obligations de paiement d'OPG aux termes de l'ONFA.

Comme l'exigent les modalités de l'ONFA, la Province a fourni depuis 2003 une garantie provinciale à la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN »), pour le compte d'OPG. En vertu de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (Canada), OPG doit s'assurer qu'il y aura suffisamment de fonds disponibles pour régler les passifs actuels liés au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. La garantie provinciale comble tout manque à gagner entre les passifs à long terme et la valeur de marché actualisée du Fonds pour combustible irradié et du Fonds de déclassement. OPG verse à la Province une commission de garantie annuelle de 0,5 % du montant garanti par la Province. En décembre 2009, la CCSN a approuvé une

hausse du montant de la garantie provinciale, la portant à 1 545 millions de dollars avec prise d'effet le 1er mars 2010. La valeur de cette garantie provinciale sera en vigueur jusqu'à la fin de 2012, lorsque le prochain plan de référence pour la CCSN devrait être approuvé. En 2011, OPG a payé une commission de garantie de 8 millions de dollars selon des montants de garantie provinciale de 1 545 millions de dollars pour la période du 1er janvier 2011 au 31 décembre 2011. OPG tient actuellement des discussions préliminaires avec la CCSN au sujet du processus de soumission de la documentation requise pour le plan de référence de 2013 à 2017.

Conformément au chapitre 3855, les placements dans les Fonds nucléaires et les montants correspondants dus à la Province ou à recevoir de celle-ci sont classés comme détenus à des fins de transaction et sont évalués à leur juste valeur, et les gains et les pertes réalisés et latents sont constatés dans les états des résultats consolidés et les bilans consolidés d'OPG.

Fonds de déclassement

À l'expiration de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds de déclassement, défini comme l'écart positif entre la juste valeur de marché des actifs du Fonds de déclassement et les coûts d'achèvement estimatifs d'après le plus récent plan de référence approuvé, en vertu de l'ONFA. Lorsque le Fonds de déclassement est surcapitalisé, OPG limite le bénéfice qu'elle constate dans ses états financiers consolidés en imputant une charge au Fonds de déclassement et en inscrivant un montant correspondant à payer à la Province, de sorte que le solde du Fonds de déclassement soit égal au coût estimatif du passif selon le plus récent plan de référence approuvé. Le montant à payer à la Province pourrait être réduit au cours de périodes ultérieures si le rendement du Fonds de déclassement est en deçà de la cible de rendement, ou si un nouveau plan de référence en vertu de l'ONFA était approuvé avec un passif estimatif de déclassement plus élevé. Si le Fonds de déclassement est sous-capitalisé, son rendement reflète le rendement réel du Fonds selon la valeur de marché des actifs.

Parce que la Province a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds de déclassement à l'expiration de l'ONFA, OPG limite le rendement du Fonds de déclassement à 3,25 % majoré de l'indice des prix à la consommation de l'Ontario à long terme, soit le taux de croissance du passif lié aux coûts d'achèvement estimatifs, tant et aussi longtemps que le Fonds de déclassement est surcapitalisé.

La valeur des actifs du Fonds de déclassement, selon la comptabilisation à la juste valeur, était de 5 342 millions de dollars au 31 décembre 2011, soit un montant inférieur au passif selon le plan de référence approuvé de 2006 en vertu de l'ONFA. Au 31 décembre 2010, la valeur des actifs du Fonds de déclassement s'établissait à 5 267 millions de dollars, selon la comptabilisation à la juste valeur, soit un montant inférieur au passif d'après le plan de référence approuvé pour 2006. En vertu de l'ONFA, si une surcapitalisation du Fonds de déclassement faisait en sorte que les passifs, comme définis dans le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, étaient capitalisés à au moins 120 %, OPG pourrait établir qu'un montant, jusqu'à concurrence de la moitié de l'excédent dépassant ce niveau de capitalisation de 120 %, soit considéré comme une cotisation au Fonds pour combustible irradié, auquel cas la SFIEO aurait droit à une distribution d'un montant équivalent. Étant donné qu'OPG assume les risques associés à l'accroissement des coûts liés au passif et aux rendements des placements dans le Fonds de déclassement, des cotisations futures au Fonds de déclassement pourraient être nécessaires si le Fonds n'était pas suffisamment capitalisé au moment de la prochaine analyse du plan de référence à l'égard du passif.

Les placements du Fonds de déclassement forment un portefeuille diversifié d'actions et de titres à revenu fixe qui sont investis au sein de plusieurs marchés géographiques. Les Fonds nucléaires sont investis pour financer les besoins du passif à long terme et, de cette manière, la composition de l'actif du portefeuille est structurée de sorte qu'il puisse dégager le rendement requis à long terme. Même si la valeur de marché fluctuera à court terme, la gestion du rendement à long terme des Fonds nucléaires demeure le principal objectif.

Fonds pour combustible irradié

En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG un rendement annuel de 3,25 % du Fonds pour combustible irradié plus la variation de l'indice des prix à la consommation de l'Ontario relativement à la capitalisation liée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié (« rendement garanti »). OPG comptabilise le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et l'inclut dans ses résultats à titre de rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires. La différence entre le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et le rendement réel du marché, selon la juste valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié, qui comprend les rendements réalisés et latents, est comptabilisée en tant que montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci. Le montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci représente le montant que le Fonds paierait à la Province ou recevrait de la Province si le rendement garanti devait être réglé à la date du bilan consolidé. Dans le cadre de ses cotisations régulières au Fonds pour combustible irradié, OPG a été tenue d'affecter 133 millions de dollars de sa cotisation pour 2011 à son passif lié aux grappes de combustible futures dépassant le seuil de 2,23 millions (147 millions de dollars en 2010). Comme le prescrit l'ONFA, les cotisations d'OPG pour les grappes de combustible additionnelles ne sont pas assujetties au taux de rendement garanti de la Province, mais suivent plutôt un rendement fondé sur les variations de la valeur de marché des actifs du Fonds pour combustible irradié.

Au 31 décembre 2011, la valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié s'établissait à 6 556 millions de dollars selon la comptabilisation à la juste valeur. La valeur du Fonds pour combustible irradié comprenait un montant à recevoir de la Province de 47 millions de dollars relativement à l'ajustement du rendement garanti. Au 31 décembre 2010, la valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié s'établissait à 5 979 millions de dollars, y compris un montant à payer à la Province de 219 millions de dollars lié à l'ajustement du rendement garanti.

En vertu de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent du Fonds pour combustible irradié, sous réserve d'un coefficient de capitalisation minimal de 110 % comparativement à la valeur des passifs connexes.

Aux 31 décembre, les fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires consistaient en ce qui suit :

	Juste valeur	
(en millions de dollars)	**2011**	2010
Fonds de déclassement	**5 342**	5 267
Fonds pour combustible irradié[1]	**6 509**	6 198
Montant à recevoir de (à payer à) la Province – Fonds pour combustible irradié	**47**	(219)
	6 556	5 979
	11 898	11 246

1 Au 31 décembre 2011, la Fiducie en vertu de la LDCN de l'Ontario représentait 2 296 millions de dollars du Fonds pour combustible irradié selon la comptabilisation à la juste valeur (1 949 millions de dollars en 2010).

La juste valeur des titres investis dans les Fonds nucléaires aux 31 décembre était comme suit :

	Juste valeur	
(en millions de dollars)	**2011**	2010
Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme	**555**	581
Placements non traditionnels	**212**	61
Fonds groupés	**1 842**	1 835
Titres de capitaux propres négociables	**4 863**	5 226
Titres à revenu fixe	**4 345**	3 735
Dérivés	**2**	3
Débiteurs/créditeurs, montant net	**38**	29
Frais d'administration à payer	**(6)**	(5)
	11 851	11 465
Montant à recevoir de (à payer à) la Province – Fonds pour combustible irradié	**47**	(219)
	11 898	11 246

Les obligations et les débentures détenues dans le Fonds pour combustible irradié et dans le Fonds de déclassement aux 31 décembre viennent à échéance comme suit :

	Juste valeur	
(en millions de dollars)	**2011**	2010
De 1 an à 5 ans	**1 153**	1 135
De 5 à 10 ans	**594**	1 092
Plus de 10 ans	**2 598**	1 508
Total des titres de créance non échus	**4 345**	3 735
Rendement moyen	**2,8 %**	3,4 %

La variation des Fonds nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre est comme suit :

(en millions de dollars)	Juste valeur 2011	2010
Fonds de déclassement au début de l'exercice	**5 267**	4 876
Augmentation du Fonds en raison du rendement des placements	**108**	465
Diminution du Fonds en raison du remboursement des dépenses	**(33)**	(74)
Fonds de déclassement à la fin de l'exercice	**5 342**	5 267
Fonds pour combustible irradié au début de l'exercice	**5 979**	5 370
Augmentation du Fonds en raison des cotisations versées	**250**	264
Augmentation du Fonds en raison du rendement des placements	**87**	557
Diminution du Fonds en raison du remboursement des dépenses	**(26)**	(26)
Augmentation du montant à recevoir de (à payer à) la Province	**266**	(186)
Fonds pour combustible irradié à la fin de l'exercice	**6 556**	5 979

Le rendement des Fonds nucléaires en 2011 et 2010 ont été touchés par le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce autorisé par la CEO. Le rendement des Fonds nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre est comme suit :

(en millions de dollars)	2011	2010
Fonds de déclassement	**108**	465
Fonds pour combustible irradié	**353**	371
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce (NOTE 7)	**48**	(168)
Total du rendement	**509**	668

NOTE 11 IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

OPG suit la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts de tous ses secteurs d'activité et comptabilise un actif ou un passif réglementaire compensatoire pour les impôts futurs qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle.

En 2011, OPG a enregistré une diminution de 19 millions de dollars du passif d'impôts futurs pour tenir compte des impôts futurs qui devraient être récupérés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Puisque ces impôts futurs devraient être récupérés à même les tarifs réglementés futurs, OPG a comptabilisé une diminution correspondante de l'actif réglementaire au titre des impôts futurs. En conséquence, les impôts futurs pour 2011 n'ont pas été touchés. La diminution de 19 millions de dollars du passif d'impôts futurs relatif aux activités à tarifs réglementés pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 comprend un montant de 5 millions de dollars lié à la baisse de l'actif réglementaire au titre des impôts futurs.

Le tableau suivant résume les passifs d'impôts futurs comptabilisés pour les activités à tarifs réglementés :

(en millions de dollars)	2011	2010
1er janvier :		
Passifs d'impôts futurs sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	**547**	452
Passifs d'impôts futurs découlant des actifs réglementaires au titre des impôts futurs	**164**	140
	711	592
Variations au cours de l'exercice :		
(Diminution) augmentation des passifs d'impôts futurs sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	**(14)**	95
(Diminution) augmentation des passifs d'impôts futurs découlant des actifs réglementaires au titre des impôts futurs	**(5)**	24
Solde aux 31 décembre	**692**	711

Le rapprochement du taux d'imposition effectif et du taux prévu par la loi se présente comme suit :

(en millions de dollars)	2011	2010
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	**427**	589
Taux d'imposition fédéral et provincial combiné prévu par la loi, y compris la surtaxe	**28,0 %**	31,0 %
Taux prévu par la loi appliqué au bénéfice comptable	**120**	183
Augmentation (diminution) des impôts sur les bénéfices résultant des éléments suivants :		
Composantes impôts sur les bénéfices des comptes d'écarts réglementaires	**2**	(27)
Éléments non imposables de bénéfice	**(23)**	(6)
Changement dans les positions fiscales	**(79)**	(96)
Actifs réglementaires au titre des impôts futurs	**8**	(131)
Divers	**(17)**	17
	(109)	(243)
Charge (recouvrement) d'impôts	**11**	(60)
Taux d'imposition effectif	**2,6 %**	(10,2 %)

En 2011, le contrôle fiscal d'un certain nombre d'années antérieures a été effectué, et certaines questions fiscales en suspens ont été résolues. Par conséquent, OPG a réduit son passif d'impôts de 79 millions de dollars.

Les composantes importantes de la charge (du recouvrement) d'impôts sont présentées dans le tableau qui suit :

(en millions de dollars)	2011	2010
Charge (recouvrement) d'impôts de l'exercice :		
Impôts exigibles	**68**	35
Changement dans la position fiscale	**(79)**	(96)
Composantes impôts sur les bénéfices des comptes d'écarts réglementaires (NOTE 7)	**12**	(6)
Divers	**(23)**	–
	(22)	(67)
Charge (recouvrement) d'impôts futurs :		
Variation des écarts temporaires	**35**	159
Composantes impôts sur les bénéfices des comptes d'écarts réglementaires (NOTE 7)	**(10)**	(21)
Actifs réglementaires au titre des impôts futurs	**8**	(131)
	33	7
Charge (recouvrement) d'impôts	**11**	(60)

Les incidences fiscales des écarts temporaires donnant lieu à des actifs et des passifs d'impôts futurs aux 31 décembre sont présentées dans le tableau qui suit :

(en millions de dollars)	**2011**	2010
Actifs d'impôts futurs :		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**3 544**	3 169
Autres passifs et actifs	**793**	777
Impôt minimum futur de l'Ontario à recouvrer	**16**	30
	4 353	3 976
Passifs d'impôts futurs :		
Immobilisations	**(1 383)**	(1 160)
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(2 974)**	(2 813)
Autres passifs et actifs	**(726)**	(728)
	(5 083)	(4 701)
Passifs d'impôts futurs nets	**(730)**	(725)
Représentés par :		
Tranche à court terme – actif	**89**	73
Tranche à long terme – passif	**(819)**	(798)
	(730)	(725)

Le montant des impôts sur les bénéfices payés pour 2011 s'est établi à 4 millions de dollars (44 millions de dollars pour 2010).

NOTE 12 RÉGIMES DE RETRAITE ET AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

Les obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les actifs de la caisse de retraite sont évalués au 31 décembre 2011. Des détails sur les obligations d'OPG au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, des actifs de la caisse de retraite et des coûts sont présentés dans les tableaux qui suivent :

	Régimes de retraite agréés et régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2011	2010	**2011**	2010
Hypothèses moyennes pondérées – obligation au titre des prestations à la fin de l'exercice				
Taux d'actualisation des prestations futures	**5,10 %**	5,80 %	**5,07 %**	5,67 %
Taux d'indexation de la grille salariale	**3,00 %**	3,00 %	**–**	–
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	**2,00 %**	2,00 %	**–**	–
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	**–**	–	**6,48 %**	6,53 %
Taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	**–**	–	**4,38 %**	4,69 %
Année d'atteinte du taux prévu	**–**	–	**2030**	2030
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	**–**	–	**2,00 %**	2,00 %

	Régimes de retraite agréés et régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2011	2010	**2011**	2010
Hypothèses moyennes pondérées – coût de l'exercice				
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	**6,50 %**	7,00 %	**–**	–
Taux d'actualisation des prestations futures	**5,80 %**	6,80 %	**5,67 %**	6,69 %
Taux d'indexation de la grille salariale	**3,00 %**	3,00 %	**–**	–
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	**2,00 %**	2,00 %	**–**	–
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	**–**	–	**6,53 %**	6,62 %
Taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	**–**	–	**4,69 %**	4,69 %
Année d'atteinte du taux prévu	**–**	–	**2030**	2030
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	**–**	–	**2,00 %**	2,00 %
Durée moyenne résiduelle prévue d'activité des salariés actifs (années)	**12**	12	**11**	11

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2011	2010	**2011**	2010	**2011**	2010
Variation des actifs des régimes						
Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice	**9 118**	8 216	**–**	–	**–**	–
Cotisations patronales	**302**	272	**8**	5	**80**	77
Cotisations salariales	**80**	80	**–**	–	**–**	–
Rendement réel des actifs des régimes, déduction faite des charges	**586**	973	**–**	–	**–**	–
Règlement	**–**	(10)	**–**	–	**–**	–
Versements de prestations	**(482)**	(413)	**(8)**	(5)	**(80)**	(77)
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	**9 604**	9 118	**–**	–	**–**	–
Variation de l'obligation au titre des prestations projetées						
Obligation au titre des prestations projetées au début de l'exercice	**10 375**	8 610	**219**	179	**2 341**	1 910
Coût des services rendus au cours de l'exercice de l'employeur	**210**	160	**9**	6	**76**	52
Cotisations salariales	**80**	80	**–**	–	**–**	–
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	**603**	583	**13**	12	**133**	128
Versements de prestations	**(482)**	(413)	**(8)**	(5)	**(80)**	(77)
Règlement	**–**	(10)	**–**	–	**–**	(2)
Coûts des services passés	**–**	–	**–**	–	**1**	–
Perte actuarielle nette	**1 411**	1 365	**28**	27	**237**	330
Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	**12 197**	10 375	**261**	219	**2 708**	2 341
Situation de capitalisation – déficit à la fin de l'exercice	**(2 593)**	(1 257)	**(261)**	(219)	**(2 708)**	(2 341)

Les actifs qui constituent la caisse de retraite regroupent trois grandes catégories de placements. De plus, les placements en actions comprennent des actions canadiennes, américaines et autres que nord-américaines. Des portefeuilles immobilier et d'infrastructure représentent moins de 2 % du total des actifs constituant la caisse de retraite.

	2011	2010
Catégories de placements dans la caisse des régimes de retraite agréés		
Actions	**53 %**	60 %
Titres à revenu fixe	**42 %**	35 %
Encaisse et placements à court terme	**3 %**	5 %
Divers	**2 %**	–
Total	**100 %**	100 %

D'après l'évaluation actuarielle la plus récente du régime de retraite agréé d'OPG, en date du 1er janvier 2011, il existait un passif non capitalisé de 555 millions de dollars selon l'hypothèse de la continuité de l'exploitation et une insuffisance de 5 663 millions de dollars en cas de liquidation. D'après la précédente évaluation actuarielle en date du 1er janvier 2008, il existait un passif non capitalisé de 239 millions de dollars selon l'hypothèse de la continuité de l'exploitation et une insuffisance de 2 846 millions de dollars en cas de liquidation. La situation de capitalisation qui sera présentée dans la prochaine évaluation actuarielle, qui doit être en date du 1er janvier 2014 au plus tard, pourrait être considérablement différente.

D'après l'évaluation actuarielle la plus récente du régime de retraite agréé de la SGDN, en date du 1er janvier 2011, il existait un excédent de 6 millions de dollars selon l'hypothèse de la continuité de l'exploitation et une insuffisance de 5 millions de dollars en cas de liquidation. D'après la précédente évaluation actuarielle en date du 1er janvier 2010, il existait un surplus de 4 millions de dollars selon l'hypothèse de la continuité de l'exploitation et une insuffisance de 5 millions de dollars en cas de liquidation. La prochaine évaluation actuarielle devra être en date du 1er janvier 2012 au plus tard.

Les régimes de retraite complémentaires ne sont pas capitalisés, mais ils sont garantis au moyen de lettres de crédit qui totalisaient 290 millions de dollars au 31 décembre 2011 (256 millions de dollars en 2010).

	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
(en millions de dollars)	**2011**	2010	**2011**	2010	**2011**	2010
Rapprochement de la situation de capitalisation et de l'actif (du passif) au titre des prestations constituées						
Situation de capitalisation – déficit à la fin de l'exercice	**(2 593)**	(1 257)	**(261)**	(219)	**(2 708)**	(2 341)
Perte actuarielle nette non amortie	**3 781**	2 393	**77**	51	**701**	487
Coûts des services passés non amortis	**–**	10	**–**	–	**15**	17
Actif (passif) au titre des prestations constituées à la fin de l'exercice	**1 188**	1 146	**(184)**	(168)	**(1 992)**	(1 837)
Tranche à court terme	**–**	–	**(7)**	(8)	**(92)**	(89)
Tranche à long terme	**1 188**	1 146	**(177)**	(160)	**(1 900)**	(1 748)

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés 2011	Régimes de retraite agréés 2010	Régimes de retraite complémentaires 2011	Régimes de retraite complémentaires 2010	Avantages complémentaires de retraite 2011	Avantages complémentaires de retraite 2010
Composantes de la charge constatée						
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**210**	160	**9**	6	**76**	52
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	**603**	583	**13**	12	**133**	128
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	**(629)**	(636)	**–**	–	**–**	–
Règlement	**–**	–	**–**	–	**–**	(2)
Amortissement des coûts des services passés	**10**	18	**–**	1	**3**	2
Amortissement de la perte actuarielle nette	**66**	–	**2**	1	**23**	–
Coût constaté[1]	**260**	125	**24**	20	**235**	180

1 Compte non tenu de l'incidence du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 7).

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés 2011	Régimes de retraite agréés 2010	Régimes de retraite complémentaires 2011	Régimes de retraite complémentaires 2010	Avantages complémentaires de retraite 2011	Avantages complémentaires de retraite 2010
Composantes de la charge engagée et constatée						
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**210**	160	**9**	6	**76**	52
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	**603**	583	**13**	12	**133**	128
Rendement réel des actifs des régimes, déduction faite des charges	**(586)**	(973)	**–**	–	**–**	–
Gain lié au règlement	**–**	–	**–**	–	**–**	(2)
Coûts des services passés	**–**	–	**–**	–	**1**	–
Perte actuarielle nette	**1 411**	1 365	**28**	27	**237**	330
Charge constatée au cours de l'exercice	**1 638**	1 135	**50**	45	**447**	508
Écarts entre les coûts engagés et les coûts constatés relativement à ce qui suit :						
Rendement réel des actifs des régimes, déduction faite des charges	**(43)**	337	**–**	–	**–**	–
Coûts des services passés	**10**	18	**–**	1	**2**	2
Perte actuarielle nette	**(1 345)**	(1 365)	**(26)**	(26)	**(214)**	(330)
Coût constaté[1]	**260**	125	**24**	20	**235**	180

1 Compte non tenu de l'incidence du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 7).

Le total des coûts relatifs aux avantages, y compris l'incidence du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, pour les exercices clos les 31 décembre est comme suit :

(en millions de dollars)	2011	2010
Régimes de retraite agréés	**260**	125
Régimes de retraite complémentaires	**24**	20
Avantages complémentaires de retraite	**235**	180
Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (NOTE 7)	**(74)**	–
Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite	**445**	325

Une augmentation ou une diminution de 1,0 % du taux tendanciel du coût des soins de santé entraînerait respectivement une augmentation des composantes services et intérêts du coût constaté de 41 millions de dollars au titre des avantages complémentaires de retraite pour 2011 (30 millions de dollars pour 2010) ou une diminution des composantes services et intérêts du coût constaté de 31 millions de dollars au titre des avantages complémentaires de retraite pour 2011 (23 millions de dollars pour 2010). Une augmentation ou une diminution de 1,0 % du taux tendanciel du coût des soins de santé entraînerait une augmentation de 478 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2011 pour les avantages complémentaires de retraite (394 millions de dollars pour 2010) ou une diminution de 369 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2011 pour les avantages complémentaires de retraite (307 millions de dollars en 2010).

NOTE 13 INSTRUMENTS FINANCIERS

Le comité de surveillance des risques aide le conseil d'administration à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en ce qui concerne l'identification et la gestion des principaux risques pour la Société. Les activités de gestion des risques sont coordonnées par un groupe centralisé de gestion des risques, dirigé par le responsable de la gestion des risques. Les risques qui empêcheraient les unités fonctionnelles d'atteindre les objectifs du plan d'affaires sont établis au niveau de chacune des unités. La haute direction établit les limites de risque pour les activités de financement, d'approvisionnement et de négociation de la Société et s'assure que des politiques et processus de gestion des risques efficaces sont en place pour assurer la conformité à ces limites afin de maintenir un bon équilibre entre le risque et le rendement. Le processus de gestion des risques d'OPG vise à évaluer, sur une base continuelle, l'efficacité des activités d'atténuation pour les principaux risques relevés. Les résultats de l'évaluation sont communiqués chaque trimestre au comité de surveillance des risques.

OPG est exposée aux fluctuations des prix de l'électricité associées à un marché au comptant de l'électricité de gros en Ontario, à la variation des taux d'intérêt et aux fluctuations du change qui ont une incidence sur ses actifs, ses passifs et ses opérations prévues. Des instruments dérivés choisis sont utilisés pour atténuer ces risques. Les dérivés sont utilisés à titre d'instruments de couverture, de même qu'à des fins de transaction.

Le tableau qui suit présente un sommaire des instruments financiers d'OPG aux 31 décembre :

Instruments financiers[1] (en millions de dollars)	Catégorie désignée	Juste valeur 2011	2010
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Détenus jusqu'à leur échéance	**642**	280
Placements à long terme[2]	Détenus à des fins de transaction	**32**	30
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	Détenus à des fins de transaction	**11 898**	11 246
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	Autres que détenus à des fins de transaction	**(5 452)**	(4 256)
Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce	Détenus à des fins de transaction	**(186)**	(163)
Autres instruments dérivés sur marchandises inclus dans les débiteurs à court et à long terme[3]	Détenus à des fins de transaction	**4**	3
Autres instruments dérivés sur marchandises inclus dans les créditeurs à court et à long terme[3]	Détenus à des fins de transaction	**1**	–

1 La valeur comptable des autres instruments financiers inclus dans les débiteurs et les créditeurs et charges à payer se rapproche de leur juste valeur en raison de l'échéance immédiate ou à court terme de ces instruments financiers.
2 Représentent des placements détenus par la filiale en propriété exclusive de la Société, OPGV, qui sont comptabilisés à leur juste valeur selon la NOC-18.
3 Instruments dérivés non admissibles à la comptabilité de couverture.

Risques liés aux instruments financiers

Risque de crédit

Le risque de crédit est le risque qu'une contrepartie à un instrument financier ne respecte pas ses obligations selon les modalités d'un instrument financier. Pour gérer le risque de crédit, la Société conclut des opérations avec des contreparties solvables, limite le montant de l'exposition à chaque contrepartie, lorsqu'il est possible de le faire, et surveille la situation financière des contreparties.

Le tableau qui suit donne des informations sur le risque de crédit associé aux activités de transaction et de négociation de l'électricité au 31 décembre 2011 :

Notation de crédit[1]	Nombre de contreparties[2]	Risque possible[3] (en millions de dollars)	Risque possible pour les contreparties les plus importantes — Nombre de contreparties	Risque possible pour les contreparties les plus importantes — Risque de contrepartie (en millions de dollars)
Qualité supérieure	30	11	3	6
Qualité inférieure	4	15	2	14

1 Les notes sont le résultat de l'analyse d'OPG qui s'appuie sur les analyses disponibles des agences de notation externes, le cas échéant, de même que sur le soutien au crédit explicite fourni par les garanties et les lettres de crédit ou autres sûretés fournies.
2 Les contreparties d'OPG sont définies par chaque accord global.
3 Le risque possible est l'appréciation par OPG du risque maximal sur la durée de vie de chaque opération selon un intervalle de confiance de 95 %.

La majeure partie des revenus d'OPG provient des ventes sur le marché au comptant administré par la SIERE. L'exposition nette au risque de crédit découlant de la SIERE des créances titrisées conservées au 31 décembre 2011 était de 325 millions de dollars (note 5). Bien que l'exposition au risque de crédit découlant de la SIERE représente une tranche importante des débiteurs d'OPG, la direction de la Société accepte ce risque en raison du rôle de premier plan joué par la SIERE sur le marché de l'électricité de l'Ontario. L'exposition des débiteurs restants découle d'un groupe diversifié de contreparties dont la qualité est habituellement élevée. Au 31 décembre 2011, la provision pour créances douteuses d'OPG était inférieure à 1 million de dollars.

OPG conclut aussi des opérations financières avec des institutions financières comportant des notes élevées afin de couvrir les expositions au risque de taux d'intérêt et de change. Au 31 décembre 2011, l'exposition potentielle au risque de crédit découlant de ces contreparties était de néant. Les autres expositions au risque de crédit comprennent le placement d'encaisse excédentaire.

Placements

La Société atténue son exposition au risque de crédit en investissant dans des titres relativement liquides (c'est-à-dire, dans des circonstances habituelles, qui peuvent être liquidés dans un délai d'un mois) et qui sont notés par une agence de notation du crédit reconnue en fonction de normes de qualité de placement minimales. En ce qui a trait aux contrats dérivés, la Société atténue son exposition au risque de crédit en concluant des opérations avec des contreparties dont la qualité du crédit est élevée.

Garanties

Dans le cours normal des affaires, OPG et certaines de ses filiales et coentreprises concluent diverses ententes fournissant des garanties financières à des tiers au nom de certaines filiales et coentreprises. Ces ententes prévoient des garanties, des lettres de crédit de soutien et des cautionnements.

Risque de marché

Le risque de marché est le risque que des variations des prix du marché, comme les taux de change, les taux d'intérêt, les prix de l'électricité et les prix des marchandises utilisées à titre de combustible, auront une incidence sur le bénéfice d'OPG ou sur la valeur des actifs de la Société. La gestion du risque de marché a pour but de surveiller et de gérer les expositions au risque de marché à l'intérieur de paramètres acceptables tout en optimisant le rendement sur le risque.

La Société gère son exposition au risque de marché à l'aide de contrats à terme, de limites de risque et de stratégies de couverture dans le cours normal des affaires. Toutes ces opérations sont conclues dans les limites des directives établies par le comité directeur de gestion des risques.

Risque de change

Le risque de change d'OPG est attribuable à deux facteurs principaux : les opérations libellées en dollars américains comme l'achat de combustibles, et l'influence des prix des marchandises libellés en dollars américains sur les prix du marché de l'électricité de l'Ontario. Au besoin, OPG conclut des contrats de change ou des ententes avec d'importantes institutions financières afin de gérer l'exposition de la Société à la fluctuation des devises.

Risque de taux d'intérêt

Le risque de taux d'intérêt s'entend du risque que la valeur des actifs et des passifs varie en raison des fluctuations des taux d'intérêt connexes. Le risque de taux d'intérêt d'OPG découle du besoin de souscrire de nouveaux financements et de l'ajout de dettes à taux variable. Ce risque est géré par un éventail d'activités de couverture au moyen d'instruments dérivés, en conformité avec les politiques de gestion des risques de la Société. OPG recourt périodiquement à des swaps de taux d'intérêt pour atténuer des éléments de risque de taux d'intérêt associés à du financement prévu.

Risque de prix de l'électricité

Pour la Société, le risque de prix de l'électricité est la possibilité de variations négatives du prix de marché de l'électricité. L'exposition au risque de prix de l'électricité est atténuée au moyen de tarifs réglementés et d'autres ententes contractuelles pour une tranche importante des activités d'OPG. Afin de gérer ce risque, la Société tente de maintenir un équilibre entre le risque de prix des marchandises inhérent à sa production d'électricité et les contrats de vente à terme d'électricité dans la mesure où la liquidité de négociation dans le marché de l'électricité permet de le faire du point de vue économique.

Le tableau qui suit présente un sommaire de l'analyse de sensibilité pour des expositions au risque de marché importantes non réglées découlant des instruments financiers de la Société au 31 décembre 2011, toutes les autres variables demeurant constantes. Ce tableau démontre comment le bénéfice net et les autres éléments du résultat étendu, avant impôts, auraient été touchés à cette date par des changements de la variable de risque pertinente qui auraient pu raisonnablement survenir au cours de l'exercice.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Une variation de :	Incidence sur le bénéfice net avant impôts	Incidence sur les autres éléments du résultat étendu avant impôts
Taux d'intérêt[1]	+/- 86 points de base	–	+18/-19
Prix de l'électricité – Négociation[2]		+/- 1,82	s. o.

1 L'analyse de sensibilité aux taux d'intérêt a été établie en fonction de l'exposition aux taux d'intérêt des instruments dérivés désignés comme couvertures à la date du bilan consolidé.

2 L'analyse de sensibilité des prix de l'électricité a été établie selon la volatilité des prix à terme fondée sur les prix à terme quotidiens historiques des contrats d'électricité. L'analyse tient compte de contrats comportant des échéanciers variés, négociés en Ontario et sur les marchés de l'électricité avoisinants.

Risque lié aux cours boursiers des Fonds nucléaires

Le risque lié aux cours boursiers représente le risque de perte attribuable à une baisse de valeur des marchés boursiers publics. La Société est exposée au risque lié aux cours boursiers, principalement en raison des placements en titres de capitaux propres détenus dans les Fonds nucléaires et qui sont classés aux bilans consolidés comme détenus à des fins de transaction et évalués à leur juste valeur. Afin de gérer le risque à long terme associé aux cours boursiers, OPG et la Province ont établi des politiques et des procédures de placement qui précisent quels sont les placements autorisés et les restrictions de placement qui s'appliquent aux Fonds nucléaires. Ces politiques et procédures sont approuvées chaque année par OPG et la Province.

En vertu de l'ONFA, le rendement annuel du Fonds pour combustible irradié est garanti par la Province à l'égard du financement lié aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié. Au 31 décembre 2011, OPG avait fait des cotisations totalisant environ 311 millions de dollars pour des grappes de combustible additionnelles dépassant le seuil de 2,23 millions de grappes prescrit dans l'ONFA. Comme le prescrit l'ONFA, le bénéfice lié aux cotisations d'OPG pour les grappes de combustible additionnelles est exposé au risque lié aux cours boursiers. OPG est exposée au risque lié aux cours boursiers à l'égard du Fonds de déclassement. En raison de la nature à long terme des passifs du Fonds de déclassement, la composition d'actifs cible du Fonds a été établie avec l'objectif de respecter les obligations à long terme. Ainsi, la Société est disposée à accepter des fluctuations du marché à court terme en prévoyant que les titres de capitaux propres généreront à long terme le rendement nécessaire pour satisfaire aux obligations.

Le rendement des Fonds nucléaires liés aux centrales louées à Bruce Power L.P. dépend du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce créé par la CEO. Le compte d'écarts atténue partiellement le risque associé aux Fonds nucléaires, car il englobe les écarts entre le rendement réel et le rendement prévu des Fonds nucléaires, dans la mesure où ils se rapportent aux centrales nucléaires louées à Bruce Power L.P. Le rendement prévu désigne le rendement approuvé par la CEO dans l'établissement des prix réglementés pour la production nucléaire.

Le tableau qui suit présente l'incidence en dollars estimative possible sur le profit avant impôts d'OPG d'une variation de 1 % des indices boursiers mentionnés. Cette analyse est fondée sur la valeur de marché des titres de capitaux propres du Fonds de déclassement au 31 décembre 2011, de même que sur l'hypothèse que lorsqu'un indice boursier varie de 1 %, tous les autres indices demeurent constants.

(en millions de dollars)	2011
Indice composé plafonné S&P/TSX	**11**
S&P 500	**5**
Indice MSCI EAEO	**4**
Indice mondial MSCI	**6**

Risque associé aux ententes de location et de partenariat

OPG a loué ses centrales nucléaires Bruce à Bruce Power L.P. et est également partie à divers partenariats qui exploitent des centrales comme Brighton Beach et le PEC. Ces centrales sont toutes exposées à divers risques opérationnels, financiers, réglementaires et environnementaux. Bien qu'OPG ne soit pas engagée dans les activités quotidiennes de ces centrales, des réclamations ou défauts de contreparties, ou d'autres facteurs de risque pourraient avoir une incidence néfaste et importante sur la Société.

De plus, en vertu du contrat de location des centrales Bruce, les revenus tirés du contrat sont réduits chaque année civile où la moyenne arithmétique annuelle du prix horaire de l'électricité de l'Ontario (« PHEO moyen ») chute sous les 30 $/MWh et si certaines autres conditions sont respectées. La réduction conditionnelle des revenus dans l'avenir, prévue dans le contrat de location des centrales Bruce, est traitée comme un dérivé selon le chapitre 3855. Les dérivés sont évalués à la juste valeur et les variations de la juste valeur sont constatées aux états des résultats consolidés. Le risque demeurera jusqu'à ce que les unités Bruce qui sont soumises à ce mécanisme cessent leurs activités, que certaines unités soient remises en état ou que le contrat de location prenne fin. Ce risque est atténué dans le cadre du processus réglementaire de la CEO, car les revenus tirés de la location des centrales Bruce sont inclus dans l'établissement des prix réglementés et sont visés par le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

Dérivés et couvertures

Au moment de la mise en place d'une relation de couverture, OPG documente la relation existant entre l'instrument de couverture et l'élément couvert, son objectif de gestion des risques et sa stratégie de couverture. OPG exige également une évaluation documentée, au moment de la mise en place de la couverture et de manière continue, pour déterminer si les dérivés utilisés dans les opérations de couverture sont très efficaces ou non pour compenser les variations attribuables aux risques couverts des justes valeurs ou des flux de trésorerie des éléments couverts.

La comptabilité de couverture est appliquée lorsque l'instrument dérivé est désigné en tant que couverture et est censé être efficace tout au long de la durée de vie de l'élément couvert. Lorsqu'un instrument dérivé cesse d'être efficace à titre de couverture ou lorsque la relation de couverture prend fin, tout gain ou toute perte reporté connexe est comptabilisé dans les résultats de la période considérée. Lorsqu'un élément couvert cesse d'exister, tout gain ou toute perte reporté qui y est associé est constaté dans l'état des résultats consolidé de la période.

Instruments dérivés admissibles à la comptabilité de couverture

Au tableau suivant figure la juste valeur estimative des instruments dérivés désignés en tant que couvertures.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Quantité nominale	Échéance **31 décembre 2011**	Juste valeur	Quantité nominale	Échéance 31 décembre 2010	Juste valeur
Couvertures de taux d'intérêt de variable à fixe	**32**	**De 1 an à 8 ans**	**(5)**	35	De 1 an à 9 ans	(4)
Couvertures différées de taux d'intérêt	**760**	**De 1 an à 13 ans**	**(115)**	375	De 1 an à 12 ans	(21)

OPG a conclu un certain nombre de swaps de taux d'intérêt variable-fixe pour se couvrir contre l'incidence des variations des taux d'intérêt des titres d'emprunt à long terme pour financer le tunnel de Niagara. En 2011, LME a conclu des swaps de taux d'intérêt variable-fixe pour se couvrir contre l'incidence des variations futures des taux d'intérêt des titres d'emprunt à long terme pour le projet Lower Mattagami.

Une des coentreprises de la Société est exposée à la variation des taux d'intérêt. La coentreprise a conclu un swap de taux d'intérêt pour gérer le risque découlant de la variation des taux d'intérêt, qui prévoit l'échange d'un taux d'intérêt variable à court terme contre un taux fixe de 5,33 %. La quote-part d'OPG dans le swap est de 50 % et est comptabilisée à titre de couverture.

Des pertes nettes de 6 millions de dollars, qui comprennent l'incidence des impôts sur les bénéfices, relatives à des instruments dérivés admissibles à la comptabilité de couverture ont été imputées au résultat net de l'exercice clos le 31 décembre 2011 (gains nets de 6 millions de dollars en 2010). Les pertes nettes existantes de 7 millions de dollars déjà comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2011 devraient être reclassées dans le résultat net d'ici les 12 prochains mois.

Instruments dérivés non admissibles à la comptabilité de couverture

La valeur comptable (juste valeur) des instruments dérivés sur marchandises non désignés comme couvertures est comme suit :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Quantité nominale	Juste valeur	Quantité nominale	Juste valeur
	31 décembre 2011		31 décembre 2010	
Instruments dérivés sur marchandises				
Actif	**2,3 TWh**	**4**	1,7 TWh	3
Passif	**0,2 TWh**	**(1)**	0,07 TWh	–
Total		**3**		3

Étant donné le caractère incertain de l'information relative aux prix à terme, la juste valeur des instruments dérivés ne représente pas nécessairement de façon exacte le coût d'acquisition de ces positions. Afin d'absorber une partie du risque lié à cette incertitude à l'égard de ses positions de négociation, OPG a constitué une réserve de liquidités couvrant les gains ou les pertes résultant de l'évaluation à la valeur de marché de ces positions. Cette réserve n'a pas eu d'incidence sur les revenus tirés des activités de négociation au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2011 (augmentation de 1 million de dollars en 2010).

La juste valeur du dérivé constituant un passif incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce s'établissait à 186 millions de dollars au 31 décembre 2011 (163 millions de dollars en 2010). L'accroissement de la juste valeur du dérivé constituant un passif est surtout attribuable à une diminution totale du PHEO moyen annuel futur prévu. L'incidence avant impôt sur l'état des résultats à la suite des variations du passif est contrebalancée par l'incidence avant impôt sur l'état des résultats du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

Hiérarchie des évaluations à la juste valeur

OPG est tenue de classer les évaluations à la juste valeur selon une hiérarchie. Cette hiérarchie regroupe les actifs et les passifs financiers selon trois niveaux fondés sur l'importance des données utilisées pour l'évaluation à la juste valeur des actifs et des passifs financiers. Le niveau dans lequel l'actif ou le passif financier est classé se fonde sur l'importance des données d'entrée utilisées pour l'évaluation à la juste valeur. La hiérarchie des évaluations à la juste valeur comporte les trois niveaux suivants :

Niveau 1 : L'évaluation des données se fonde sur les cours du marché non rajustés observés sur des marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques.

Niveau 2 : L'évaluation se fonde sur des données autres que les cours du marché visés au niveau 1, qui sont observables pour l'actif ou le passif, soit directement ou indirectement.

Niveau 3 : L'évaluation se fonde sur des données relatives à l'actif ou au passif qui ne sont pas fondées sur des données de marché observables.

Les tableaux qui suivent présentent des actifs et des passifs financiers évalués à la juste valeur conformément à la hiérarchie des évaluations à la juste valeur.

	31 décembre 2011			
(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Fonds de déclassement	**2 294**	**2 950**	**98**	**5 342**
Fonds pour combustible irradié	**131**	**6 419**	**6**	**6 556**
Couvertures différées de taux d'intérêt	**–**	**(115)**	**–**	**(115)**
Instruments dérivés sur marchandises	**–**	**1**	**–**	**1**
Investissements dans OPGV	**16**	**–**	**16**	**32**
Couvertures de taux d'intérêt de variable à fixe	**–**	**(5)**	**–**	**(5)**
Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce	**–**	**–**	**(186)**	**(186)**
Total de l'actif et du passif	**2 441**	**9 250**	**(66)**	**11 625**

	31 décembre 2010			
(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Fonds de déclassement	2 540	2 698	29	5 267
Fonds pour combustible irradié	83	5 895	1	5 979
Couvertures différées de taux d'intérêt	–	(21)	–	(21)
Instruments dérivés sur marchandises	–	–	–	–
Investissements dans OPGV	13	–	17	30
Couvertures de taux d'intérêt de variable à fixe	–	(4)	–	(4)
Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce	–	–	(163)	(163)
Total de l'actif et du passif	2 636	8 568	(116)	11 088

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2011, il n'y a eu aucun transfert entre le niveau 1 et le niveau 2. Un transfert de 1 million de dollars a eu lieu entre le niveau 1 et le niveau 3 en raison d'un placement qui n'est plus négocié activement.

La juste valeur est la valeur à laquelle un instrument financier peut être liquidé ou vendu dans le cadre d'une opération conclue dans des conditions de concurrence normale avec une contrepartie compétente agissant en toute liberté. La juste valeur des instruments financiers négociés sur des marchés actifs se fonde sur les cours du marché aux dates du bilan consolidé. Un marché est considéré comme actif si les cours du marché sont disponibles régulièrement auprès d'une Bourse, d'un courtier, d'un groupe industriel, d'un service d'établissement des prix ou d'un organisme de réglementation, et si ces cours représentent des opérations réelles se produisant régulièrement dans des conditions normales de marché. Le cours du marché utilisé pour les actifs financiers détenus par OPG est le cours acheteur. Ces instruments sont compris dans le niveau 1 et se composent surtout de titres de capitaux propres et de placements dans des fonds.

Pour les instruments pour lesquels il n'y a pas de cours de marché facilement disponibles, les justes valeurs sont estimées à l'aide de courbes de prix à terme tracées à partir de cours de marché ou de taux observables qui peuvent comprendre l'utilisation de techniques ou de modèles d'évaluation, fondés dans la mesure du possible sur des hypothèses s'appuyant sur des cours ou des taux observables de marché en vigueur aux dates des bilans consolidés. C'est le cas des dérivés et titres négociés hors Bourse, qui comprennent les dérivés de produits énergétiques, les dérivés de change, les dérivés de swap de taux d'intérêt et les placements dans des fonds. Les modèles d'évaluation utilisent des hypothèses générales et des données de marché et ne reflètent donc pas les risques spécifiques et d'autres facteurs qui toucheraient la juste valeur d'un instrument donné. Les méthodes employées pour calculer les rajustements de juste valeur sont examinées à intervalles réguliers afin d'assurer qu'elles demeurent appropriées. Si toutes les données importantes requises pour évaluer un instrument à la juste valeur sont observables, l'instrument est inclus dans le niveau 2.

Si une ou plusieurs des données importantes ne se fondent pas sur des données de marché observables, l'instrument est classé dans le niveau 3. Des techniques d'évaluation précises ont été employées pour évaluer ces instruments. Les données importantes de niveau 3 comprennent des transactions récentes comparables, de l'information de référence comparable, l'écart cours acheteur-cours vendeur de transactions similaires et d'autres données pertinentes.

Le tableau qui suit présente les variations des actifs et des passifs d'OPG mesurés à la juste valeur, selon le niveau 3, en 2011.

	31 décembre 2011			
(en millions de dollars)	Fonds de déclassement	Fonds pour combustible irradié	Investissements dans OPGV	Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce
Solde d'ouverture	**29**	**1**	**17**	**(163)**
Total des gains (pertes) compris dans le bénéfice net[1]	**3**	**–**	**3**	**(23)**
Achats, ventes, émissions et règlements	**65**	**5**	**(4)**	**–**
Transferts au niveau 3	**1**	**–**	**–**	**–**
Solde de clôture	**98**	**6**	**16**	**(186)**

1 Le total des gains (pertes) exclut l'incidence des actifs et passifs réglementaires.

	31 décembre 2010			
(en millions de dollars)	Fonds de déclassement	Fonds pour combustible irradié	Investissements dans OPGV	Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce
Solde d'ouverture	–	–	17	(118)
Total des pertes compris dans le bénéfice net[1]	(1)	–	–	(45)
Achats, ventes, émissions et règlements	30	1	–	–
Solde de clôture	29	1	17	(163)

1 Le total des pertes exclut l'incidence des actifs et passifs réglementaires.

Analyse de sensibilité

Au 31 décembre 2011, les hypothèses concernaient l'incidence des prix futurs de l'électricité sur l'évaluation du dérivé constituant un passif incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce. L'incidence du remplacement de données par d'autres hypothèses raisonnablement possibles est présentée dans le tableau ci-dessous. Cette analyse de sensibilité est établie en fonction de l'évaluation existante des conditions du marché compte tenu des fluctuations historiques des prix de l'électricité.

(en millions de dollars)	Créditeurs à long terme	Bénéfice net avant impôts[1]
Changement favorable des hypothèses relatives aux prix de l'électricité	(86)	86
Changement défavorable des hypothèses relatives aux prix de l'électricité	39	(39)

1 Le bénéfice net avant impôts exclut l'incidence des actifs et passifs réglementaires.

Les volatilités des placements d'OPG dans le Fonds de déclassement, le Fonds pour combustible irradié et OPGV qui ont été classés dans le niveau 3 ne sont pas considérées comme importantes. Par conséquent, une analyse de sensibilité de ces placements a donné lieu à un changement négligeable de la juste valeur.

Risque d'illiquidité

Les éléments de passif liés aux dérivés et aux non-dérivés d'OPG comprennent les créditeurs à court terme, les couvertures de taux d'intérêt de variable à fixe et la dette à long terme. L'échéance contractuelle de la dette à long terme est présentée aux notes 8 et 16.

Le risque d'illiquidité découle d'obligations financières trop importantes par rapport aux actifs financiers disponibles à un moment précis. L'approche de la Société en matière de gestion des liquidités consiste à surveiller de façon continue sa capacité de maintenir des liquidités suffisantes au règlement de ses passifs à leur échéance, tant dans des conditions normales que difficiles, sans subir de pertes inacceptables.

NOTE 14 GESTION DU CAPITAL

Les objectifs du conseil d'administration en matière de gestion du capital visent à protéger les actifs de la Société et sa capacité d'exercer ses activités commerciales, tout en s'engageant envers des projets de développement futurs qui fournissent un rendement approprié à l'actionnaire et des avantages à d'autres parties prenantes. La Société tente de maintenir une structure du capital optimale et de réduire au minimum les coûts du capital.

La Société est détenue en totalité par la Province. Pour réduire au minimum son coût du capital, la Société vise des mesures financières conformes à l'obtention d'une notation de crédit de première qualité. Cela permettra à la Société d'accéder aux marchés financiers dans l'avenir tout en visant un financement par emprunt à un coût peu élevé.

La Société surveille le capital au moyen du ratio d'endettement, soit le ratio de la dette sur le total de la structure du capital. La dette correspond au total des emprunts, y compris la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, la dette à long terme et le montant des lettres de crédit. Le total de la structure du capital correspond au total de la dette majoré du total des capitaux propres comme ils sont présentés aux bilans consolidés. Une clause restrictive financière de la facilité de crédit bancaire confirmée renouvelable de 1 milliard de dollars d'OPG prévoit que cette dernière est tenue de maintenir, sur une base entièrement consolidée, un ratio d'endettement d'au plus 0,65 : 1,0 en tout temps.

Selon les décisions de 2008 et de mars 2011 de la CEO sur les tarifs réglementés d'OPG, la structure du capital réputée des activités à tarifs réglementés est de 53 % de dette et de 47 % de capitaux propres.

Le tableau qui suit présente un sommaire du ratio d'endettement d'OPG aux 31 décembre :

(en millions de dollars)	**2011**	2010
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	**413**	385
Dette à long terme	**4 484**	3 843
Lettres de crédit[1]	**305**	281
Total de la dette	**5 202**	4 509
Total des capitaux propres	**8 393**	8 085
Total de la structure du capital	**13 595**	12 594
Ratio d'endettement	**38 %**	36 %

1 La lettre de crédit de la SGDN de 3 millions de dollars (2 millions de dollars en 2010) n'a pas été incluse ci-dessus.

Aucun changement n'a été apporté à l'approche de la Société en matière de gestion du capital au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2011.

NOTE 15 ACTIONS ORDINAIRES

Aux 31 décembre 2011 et 2010, OPG avait 256 300 010 actions ordinaires émises et en circulation d'une valeur déclarée de 5 126 millions de dollars. OPG est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale. Toute émission de nouvelles actions est assujettie au consentement de l'actionnaire d'OPG.

NOTE 16 ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Litiges

OPG ou ses filiales font face à différentes actions en justice couvrant un large ensemble de questions soulevées dans le cours normal de leurs affaires.

Le 9 août 2006, un avis d'action et une déclaration, déposés devant la Cour de justice supérieure de l'Ontario, d'un montant de 500 millions de dollars ont été signifiés à OPG et à Bruce Power L.P. par British Energy Limited et British Energy International Holdings Limited (collectivement « British Energy »). La poursuite de British Energy contre OPG a trait à de la corrosion dans les générateurs de vapeur de l'unité 8 de Bruce, notamment la corrosion des plaques à travers lesquelles passent les tubes de chaudière. Le montant des dommages comprend une somme de 65 millions de dollars attribuable à une interruption prolongée aux fins de réparation d'une partie des dommages allégués. Le reste du montant réclamé se fonde sur la probabilité accrue que les générateurs de vapeur devront être remplacés ou que l'unité devra être mise hors service prématurément. OPG a loué les centrales nucléaires Bruce à Bruce Power L.P. en 2001.

British Energy est en arbitrage avec les propriétaires actuels de Bruce Power L.P. concernant une prétendue violation des déclarations et garanties que British Energy avait fournies aux propriétaires actuels au moment de l'acquisition de la participation que British Energy avait dans Bruce Power L.P. (l'« arbitrage »). Si British Energy se tire indemne de la procédure d'arbitrage, elle n'aura subi aucun dommage qu'elle pourrait tenter de recouvrer auprès d'OPG. Cet arbitrage a commencé le 5 avril 2010. Les plaidoiries de l'arbitrage ont pris fin au troisième trimestre de 2011. L'arbitre pourrait prendre un certain temps pour rendre une décision après avoir entendu les plaidoiries.

British Energy a indiqué précédemment qu'OPG ou Bruce Power L.P. pouvait attendre la fin de l'arbitrage avant de contester activement la poursuite. Bien que l'arbitrage n'ait pas encore eu lieu, British Energy a demandé à OPG de présenter une défense. OPG et Bruce Power L.P. ont informé British Energy que si cette dernière souhaitait activer l'action en justice avant la conclusion de l'arbitrage, les défendeurs présenteraient une requête de suspension des procédures, un rejet de l'action en cours ou, subsidiairement, une requête visant à prolonger le délai de signification de la défense jusqu'à la conclusion de l'arbitrage. Cette requête devait être entendue le 5 mars 2010, mais la procédure a été ajournée à la demande de British Energy. La date à laquelle la requête doit être entendue reste encore à déterminer.

Au cours du troisième trimestre de 2011, OPG a réglé une procédure de réclamation et d'arbitrage avec une Première nation dans le cadre d'un règlement à l'amiable. L'actionnaire a enjoint OPG de payer en son nom une partie de la quote-part du passif de règlement qui revient à l'actionnaire. Par conséquent, OPG a comptabilisé une distribution de 14 millions de dollars à la Première nation, laquelle a été portée en diminution des bénéfices non répartis au troisième trimestre de 2011. Ce règlement n'a pas eu une incidence importante sur la situation financière de la Société.

Certaines autres Premières nations ont intenté des actions en justice contre OPG pour raison d'ingérence dans leurs droits rattachés à la terre de réserve et leurs droits fonciers ancestraux respectifs. Également, OPG a été nommée dans certaines poursuites par les Premières nations contre d'autres parties en qualité de tierce partie défenderesse. Chacun de ces litiges s'accompagne d'incertitudes. L'issue de certains d'entre eux pourrait être défavorable. Bien qu'il ne soit pas possible de déterminer l'issue des diverses actions en justice qui sont en cours, la Société est d'avis que leur résolution ne devrait pas avoir une incidence néfaste importante sur la situation financière d'OPG.

Questions environnementales

Les activités courantes sont soumises à la réglementation fédérale, provinciale et locale en matière de qualité de l'air, de l'eau et du sol et d'autres questions environnementales. Le coût des obligations correspondantes est assumé de façon continue. La direction estime avoir établi une provision suffisante dans les états financiers consolidés pour respecter certaines autres obligations environnementales. En 2011, une diminution de 19 millions de dollars des passifs environnementaux a été comptabilisée dans le secteur Production hydroélectrique réglementée. Au 31 décembre 2011, les passifs environnementaux d'OPG s'établissaient à 19 millions de dollars (39 millions de dollars en 2010).

Garanties

Dans le cours normal des affaires, OPG et certaines de ses filiales et coentreprises concluent diverses ententes fournissant une assurance financière ou de bonne exécution à des tiers au nom de certaines filiales. Ces ententes prévoient des garanties, des lettres de crédit de soutien et des cautionnements.

Engagements contractuels et commerciaux

Les obligations contractuelles et autres engagements commerciaux importants de la Société au 31 décembre 2011 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2012	2013	2014	2015	2016	Par la suite	Total
Obligations contractuelles :							
Ententes d'achat de combustible	227	191	171	170	113	334	1 206
Cotisations effectuées dans le cadre de l'ONFA[1]	240	157	94	96	84	578	1 249
Remboursement de la dette à long terme	415	14	15	605	286	3 568	4 903
Intérêt sur la dette à long terme	239	223	222	215	200	1 300	2 399
Obligations d'achat non conditionnelles	103	102	101	99	11	37	453
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation	27	30	30	32	31	–	150
Permis d'exploitation	36	36	36	1	1	–	110
Cotisations aux régimes de retraite[2]	370	315	–	–	–	–	685
Divers[3]	98	41	92	37	17	117	402
Engagements commerciaux importants :	1 755	1 109	761	1 255	743	5 934	11 557
Tunnel de Niagara	176	40	–	–	–	–	216
Lower Mattagami	546	490	181	38	–	–	1 255
Total	2 477	1 639	942	1 293	743	5 934	13 028

1 Les cotisations effectuées dans le cadre de l'ONFA reposent sur le plan de référence pour les années 2007 à 2011 qui a été approuvé en 2006.

2 Les cotisations aux régimes de retraite comprennent les besoins de capitalisation continus et les besoins de capitalisation additionnels étant donné le déficit conformément à l'évaluation actuarielle des régimes de retraite agréés d'OPG et de la SGDN au 1er janvier 2011. La prochaine évaluation actuarielle des régimes d'OPG et de la SGDN doit être effectuée au plus tard les 1er janvier 2014 et 2012 respectivement. Les cotisations subissent l'incidence de divers facteurs, y compris le rendement du marché, les modifications aux hypothèses actuarielles, les résultats techniques des régimes, l'évolution de l'environnement réglementaire des régimes et le calendrier des évaluations actuarielles. Les besoins de capitalisation après 2013 sont exclus en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires aux prévisions de l'échéancier des flux de trésorerie futurs. Le montant des cotisations volontaires additionnelles d'OPG, le cas échéant, est revu chaque année.

3 Comprend les obligations contractuelles liées au projet de remise en état de la centrale Darlington jusqu'au 2 mars 2012.

Tunnel de Niagara

Au 31 décembre 2011, les activités minières du tunnelier avaient pris fin et son démontage était en cours. Les coûts et le calendrier des travaux d'installation du revêtement continueront à créer des incertitudes. Compte non tenu de ces incertitudes, le tunnel de Niagara devrait être terminé au coût de 1,6 milliard de dollars en décembre 2013, respectant ainsi les limites du budget révisé approuvé et la date révisée approuvée de fin du projet.

Les dépenses en immobilisations attribuables au projet pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 se sont établies à 264 millions de dollars, et les dépenses en immobilisations cumulatives, à 1,1 milliard de dollars. Le projet est financé par emprunt par l'intermédiaire de la SFIEO. En 2010, OPG avait signé une modification à la facilité de crédit du projet du tunnel de Niagara conclue avec la SFIEO pour porter le financement du projet à un maximum de 1,6 milliard de dollars.

Lower Mattagami

Les activités de construction sur la rivière Lower Mattagami ont commencé en juin 2010 et visent à ajouter une nouvelle unité à chacune des centrales Little Long, Harmon et Kipling. De plus, OPG remplacera la centrale Smoky Falls existante par une nouvelle centrale comprenant trois unités. À la fin du projet en juin 2015, la capacité de production des quatre centrales sur la rivière Lower Mattagami devrait augmenter de 438 MW.

Les dépenses en immobilisations attribuables au projet pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 se sont établies à 474 millions de dollars, et les dépenses cumulatives, à 766 millions de dollars. Le budget pour le projet s'établit à 2,6 milliards de dollars et comprend le contrat de conception-construction, ainsi que des réserves pour éventualités, des intérêts et d'autres coûts engagés par OPG, notamment pour la gestion de projets, la gestion des contrats, les ententes relatives aux répercussions conclues avec les Premières nations et les coûts liés au raccordement.

Projet de remise en état de la centrale Darlington

Le 1er mars 2012, OPG a accordé le contrat relatif aux travaux de retubage et de remplacement des générateurs, qui comprend la planification, la conception, les essais d'outillage, la conception et la construction d'une maquette de réacteur pleine grandeur aux fins des essais et de la formation ainsi que l'enlèvement et le remplacement des principales composantes des quatre réacteurs à la centrale Darlington. Le contrat sera réalisé en deux phases, soit une phase de définition et une phase d'exécution. La valeur du contrat pendant la phase de définition est estimée à plus de 600 millions de dollars pour une période de trois à quatre ans. Les travaux de la phase d'exécution, qui doit encore être estimée et évaluée, comprennent l'enlèvement et le remplacement des 480 tubes de force et de calandre et des 960 tuyaux d'alimentation des quatre réacteurs de chacune des centrales.

Autres engagements

La Société maintient des conventions collectives avec le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique et la Society of Energy Professionals. Les conventions sont en vigueur respectivement jusqu'au 31 mars 2012 et jusqu'au 31 décembre 2012. Au 31 décembre 2011, OPG comptait environ 11 400 employés réguliers, et environ 89 % de sa main-d'œuvre régulière est visée par des conventions collectives.

Les engagements contractuels et commerciaux décrits précédemment excluent certains bons de commande, puisqu'ils représentent des autorisations d'achat plutôt que des contrats juridiquement valables et qu'ils peuvent être modifiés sans pénalités importantes.

Impôts fonciers de remplacement

En novembre 2005, OPG a reçu une lettre du ministère des Finances indiquant son intention de recommander au ministre des Finances qu'un règlement ontarien à l'égard de l'impôt foncier de remplacement soit mis à jour rétroactivement au 1er avril 1999 pour refléter les réévaluations et les règlements d'appel se rapportant à certaines propriétés d'OPG depuis cette date. OPG continue de discuter de la résolution de cette question avec le ministère des Finances, puisque des mises à jour de la réglementation pourraient ne pas être faites avant plusieurs années. OPG n'a pas inscrit de montant relatif à la modification prévue au règlement.

NOTE 17 AUTRES (GAINS) PERTES

(en millions de dollars)	2011	2010
Réduction de la provision pour les passifs environnementaux (NOTE 16)	**(19)**	–
Variation du coût estimatif nécessaire au déclassement des centrales thermiques	**(3)**	–
PCAA (NOTE 4)	**–**	3
Divers	**(7)**	2
Autres (gains) pertes	**(29)**	5

NOTE 18 SECTEURS D'ACTIVITÉ

OPG compte les cinq secteurs d'activité isolables suivants : Production nucléaire réglementée, Gestion des déchets nucléaires réglementée, Production hydroélectrique réglementée, Production hydroélectrique non réglementée et Production thermique non réglementée.

Production nucléaire réglementée

Le secteur Production nucléaire réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales nucléaires qu'OPG possède et exploite. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales nucléaires Pickering A et B et Darlington. Ce secteur comprend aussi les revenus aux termes d'un contrat de location et d'ententes liées conclus avec Bruce Power L.P. qui visent les centrales nucléaires Bruce. Les revenus du secteur comprennent des revenus locatifs et les revenus tirés de services comme les ventes d'eau lourde et la détritiation. Des revenus sont aussi tirés de la vente d'isotopes et de services auxiliaires. Les revenus connexes sont gagnés au moyen des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive. Les revenus tirés de la vente d'isotopes et de services auxiliaires sont compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour les installations nucléaires d'OPG.

Centrales nucléaires Bruce

En mai 2001, OPG a loué ses centrales nucléaires Bruce A et Bruce B à Bruce Power L.P. jusqu'en 2018, avec une option de renouvellement maximale de 25 ans.

Au cours de 2011, OPG a comptabilisé des revenus de location liés aux centrales Bruce de 237 millions de dollars (232 millions de dollars en 2010). La valeur comptable nette des immobilisations louées à Bruce Power L.P. s'établissait à 1 317 millions de dollars au 31 décembre 2011 (855 millions de dollars en 2010).

Gestion des déchets nucléaires réglementée

Les activités du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée consistent en la gestion du combustible nucléaire irradié de faible activité ou de moyenne activité, le déclassement des centrales nucléaires d'OPG (y compris les centrales louées à Bruce Power L.P.), la gestion des Fonds nucléaires et les activités connexes, y compris l'inspection et l'entretien des installations de stockage des déchets. Par conséquent, une charge de désactualisation des passifs nucléaires et le rendement des Fonds nucléaires sont présentés dans ce secteur.

Au fil de l'exploitation des centrales nucléaires, OPG engage des coûts variables liés au combustible irradié de faible activité et de moyenne activité qui est produit. Ces coûts font augmenter les passifs nucléaires en raison de la production de grappes de combustible irradié additionnelles et d'autres déchets. Ces coûts variables sont imputés aux activités à court terme du secteur Production nucléaire réglementée afin de refléter le coût de production de l'énergie et les revenus tirés du contrat de location et d'ententes liées conclus avec Bruce Power L.P. Puisque les coûts variables font augmenter les passifs nucléaires du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée, OPG comptabilise une charge intersectorielle entre les secteurs Production nucléaire réglementée et Gestion des déchets nucléaires réglementée. L'incidence de cette charge intersectorielle entre ces secteurs est éliminée dans les états des résultats consolidés et les bilans consolidés d'OPG.

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée est jugé réglementé puisque les coûts liés aux passifs nucléaires sont inclus dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production des installations nucléaires réglementées d'OPG.

Production hydroélectrique réglementée

Le secteur Production hydroélectrique réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant de la plupart des centrales hydroélectriques de base d'OPG. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, et les installations hydroélectriques R.H. Saunders. Les revenus connexes sont gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services auxiliaires, y compris des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de réglage de production automatique et d'autres services. Ces revenus connexes sont compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour ces installations.

Production hydroélectrique non réglementée

Le secteur Production hydroélectrique non réglementée exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales hydroélectriques qui n'est pas soumise à la réglementation des tarifs. Des revenus connexes sont gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services auxiliaires, y compris des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de réglage de production automatique et d'autres services.

Production thermique non réglementée

Le secteur Production thermique non réglementée exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales thermiques qui ne sont pas soumises à la réglementation des tarifs. Des revenus connexes sont gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services auxiliaires, y compris des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des services de réglage de production automatique et d'autres services.

Divers

Le secteur Divers comprend les revenus qu'OPG tire de sa participation de 50 % dans la coentreprise Brighton Beach relativement à une convention de conversion énergétique entre Brighton Beach et Shell Energy North America (Canada) Inc. Le secteur comprend aussi la quote-part d'OPG des revenus et des charges de la coentreprise tirés de la centrale alimentée au gaz du PEC, qui est détenue en copropriété avec TransCanada Energy Ltd. En outre, ce secteur comprend les revenus tirés des locations immobilières.

Les revenus et les charges liés aux activités de négociation et aux activités autres que de couverture d'OPG sont aussi inclus dans ce secteur. Dans le cadre de ces activités, OPG effectue des opérations essentiellement à court terme, de un an ou moins, avec des contreparties de l'Ontario et des marchés de l'énergie avoisinants. Ces activités se rapportent essentiellement à l'énergie physique, qui est achetée et vendue aux limites de la province d'Ontario, et à la vente de produits de gestion des risques financiers et de produits liés à l'énergie. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont comptabilisés à titre d'actifs ou de passifs à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les autres revenus.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des secteurs de production comprennent des honoraires de services intersectoriels qui se rapportent à l'utilisation de certaines immobilisations corporelles et de certains actifs incorporels du secteur Divers. Le total des honoraires de services est porté en réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de ce secteur. Les honoraires de services compris dans les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par secteur pour les exercices clos les 31 décembre sont comme suit :

(en millions de dollars)	2011	2010
Production nucléaire réglementée	22	25
Production hydroélectrique réglementée	2	2
Production hydroélectrique non réglementée	4	3
Production thermique non réglementée	7	8
Divers	(35)	(38)

Bénéfice (perte) sectoriel(le) pour l'exercice clos le **31 décembre 2011** (en millions de dollars)	Activités réglementées		Activités non réglementées					
	Nucléaires	Gestion des déchets nucléaires	Hydro-électriques	Hydro-électriques	Thermiques	Divers	Élimi-nations	Total
Revenus	3 064	57	729	492	508	166	(55)	5 061
Charges liées au combustible	243	–	261	75	175	–	–	754
Marge brute	2 821	57	468	417	433	166	(55)	4 307
Exploitation, maintenance et administration	1 964	65	108	236	414	24	(55)	2 756
Amortissement	473	–	38	75	88	49	–	723
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	–	695	–	–	7	–	–	702
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	–	(509)	–	–	–	–	–	(509)
Impôt foncier et impôt sur le capital (recouvrement)	26	–	–	(2)	15	12	–	51
Restructuration	–	–	–	–	21	–	–	21
Autres (gains) pertes	(3)	–	(19)	(2)	20	(25)	–	(29)
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	361	(194)	341	110	(132)	106	–	592

Bénéfice (perte) sectoriel(le) pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 (en millions de dollars)	Activités réglementées			Activités non réglementées				
	Nucléaires	Gestion des déchets nucléaires	Hydro-électriques	Hydro-électriques	Thermiques	Divers	Éliminations	Total
Revenus	3 030	45	734	497	936	168	(43)	5 367
Charges liées au combustible	185	–	246	64	405	–	–	900
Marge brute	2 845	45	488	433	531	168	(43)	4 467
Exploitation, maintenance et administration	2 104	52	99	230	453	18	(43)	2 913
Amortissement	398	–	62	70	99	59	–	688
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	–	653	–	–	7	–	–	660
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	–	(668)	–	–	–	–	–	(668)
Impôt foncier et impôt sur le capital	39	–	11	4	13	10	–	77
Restructuration	–	–	–	–	27	–	–	27
Autres pertes	2	–	–	–	–	3	–	5
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	302	8	316	129	(68)	78	–	765

Principales données du bilan consolidé au **31 décembre 2011** (en millions de dollars)	Activités réglementées			Activités non réglementées			
	Nucléaires	Gestion des déchets nucléaires	Hydro-électriques	Hydro-électriques	Thermiques	Divers	Total
Immobilisations corporelles en service, montant net	**4 745**	**–**	**3 749**	**3 333**	**204**	**727**	**12 758**
Construction en cours	**295**	**–**	**1 146**	**847**	**15**	**14**	**2 317**
Immobilisations corporelles, montant net	**5 040**	**–**	**4 895**	**4 180**	**219**	**741**	**15 075**
Actifs incorporels en service, montant net	**17**	**–**	**–**	**5**	**1**	**17**	**40**
Développement en cours	**6**	**–**	**–**	**–**	**–**	**4**	**10**
Actifs incorporels, montant net	**23**	**–**	**–**	**5**	**1**	**21**	**50**
Matières et fournitures, montant net :							
Court terme	**68**	**–**	**–**	**–**	**14**	**2**	**84**
Long terme	**348**	**–**	**–**	**1**	**31**	**–**	**380**
Stocks de combustible	**354**	**–**	**–**	**–**	**301**	**–**	**655**
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**–**	**11 898**	**–**	**–**	**–**	**–**	**11 898**
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**–**	**(14 060)**	**–**	**–**	**(153)**	**(6)**	**(14 219)**

Principales données du bilan consolidé au 31 décembre 2010 (en millions de dollars)	Activités réglementées			Activités non réglementées			
	Nucléaires	Gestion des déchets nucléaires	Hydro-électriques	Hydro-électriques	Thermiques	Divers	Total
Immobilisations corporelles en service, montant net	3 963	–	3 750	3 324	282	759	12 078
Construction en cours	174	–	913	367	20	3	1 477
Immobilisations corporelles, montant net	4 137	–	4 663	3 691	302	762	13 555
Actifs incorporels en service, montant net	18	–	–	2	1	19	40
Développement en cours	3	–	–	–	–	5	8
Actifs incorporels, montant net	21	–	–	2	1	24	48
Matières et fournitures, montant net :							
Court terme	65	–	–	–	19	1	85
Long terme	364	–	–	1	35	–	400
Stocks de combustible	337	–	–	–	397	–	734
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	–	11 246	–	–	–	–	11 246
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	–	(12 547)	–	–	(151)	(6)	(12 704)

Principales données de l'état des flux de trésorerie (en millions de dollars)	Activités réglementées			Activités non réglementées			
	Nucléaires	Gestion des déchets nucléaires	Hydro-électriques	Hydro-électriques	Thermiques	Divers	Total
Exercice clos le 31 décembre 2011							
Dépenses en immobilisations corporelles et actifs incorporels	**239**	**–**	**297**	**566**	**9**	**34**	**1 145**
Exercice clos le 31 décembre 2010							
Dépenses en immobilisations corporelles et actifs incorporels	211	–	272	442	23	30	978

NOTE 19 OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Étant donné que la Province détient toutes les actions d'OPG, les parties liées comprennent la Province, Infrastructure Ontario, l'OEO et les autres sociétés issues du regroupement d'Ontario Hydro, dont Hydro One Inc. (« Hydro One »), la SIERE et la SFIEO. Les opérations entre OPG et les parties liées sont mesurées à la valeur d'échange, soit la valeur de la contrepartie qui a été établie et acceptée par les parties liées.

Les opérations pour les exercices clos les 31 décembre sont résumées ci-dessous :

(en millions de dollars)	Revenus	Charges	Revenus	Charges
	2011		2010	
Hydro One				
Ventes d'électricité	**16**	**–**	18	–
Services	**–**	**13**	–	16
Province d'Ontario				
Frais sur les revenus bruts, droits d'utilisation de l'eau et impôt foncier	**–**	**122**	–	116
Garanties	**–**	**8**	–	7
Garantie du taux de rendement du Fonds pour combustible irradié	**266**	**–**	–	186
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts et impôt foncier de remplacement	**–**	**217**	–	208
Intérêts débiteurs sur les effets à long terme	**–**	**196**	–	203
Impôts sur le capital	**–**	**(10)**	–	11
Impôts sur les bénéfices, déduction faite des crédits d'impôt à l'investissement	**–**	**(54)**	–	77
Entente de soutien d'urgence	**367**	**–**	258	–
Infrastructure Ontario				
Remboursement des charges engagées durant l'approvisionnement de nouvelles unités de production nucléaire	**–**	**(2)**	–	3
SIERE				
Ventes d'électricité	**3 983**	**43**	4 215	27
Services auxiliaires	**55**	**–**	61	–
OEO	**155**	**–**	142	–
	4 842	**533**	4 694	854

Au 31 décembre 2011, les débiteurs comprenaient une somme de 3 millions de dollars (3 millions de dollars en 2010) à recevoir de Hydro One, une somme de 327 millions de dollars (129 millions de dollars en 2010) à recevoir de la SIERE, et une somme de 57 millions de dollars (22 millions de dollars en 2010) à recevoir de l'OEO. Les créditeurs et les charges à payer au 31 décembre 2011 comprenaient un montant de 7 millions de dollars (2 millions de dollars en 2010) à payer à Hydro One et un montant de 1 million de dollars (3 millions de dollars en 2010) à payer à Infrastructure Ontario.

NOTE 20 COENTREPRISES

Les coentreprises importantes comprennent Brighton Beach et le PEC, qui sont détenus à 50 % par OPG.

L'information condensée qui suit, tirée des états des résultats, des états des flux de trésorerie et des bilans consolidés, présente la quote-part de la Société dans les coentreprises qui a été consolidée de façon proportionnelle :

(en millions de dollars)	**2011**	2010
Quote-part de l'exploitation des coentreprises		
Revenus	**94**	97
Charges	**(47)**	(62)
Bénéfice net	**47**	35
Quote-part des flux de trésorerie des coentreprises		
Activités d'exploitation	**67**	74
Activités d'investissement	**–**	(3)
Activités de financement	**(66)**	(76)
Quote-part des variations de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**1**	(5)
Quote-part des bilans des coentreprises		
Actif à court terme	**26**	25
Actif à long terme	**526**	553
Passif à court terme	**(20)**	(15)
Passif à long terme	**(160)**	(167)
Quote-part de l'actif net	**372**	396

NOTE 21 SOCIÉTÉ DE PLACEMENT

La Société a appliqué la NOC-18 pour tous les placements détenus par OPGV. OPGV est une filiale en propriété exclusive de la Société, et ses résultats sont présentés dans les états financiers consolidés de la Société. La valeur comptable des placements d'OPGV s'établissait à 32 millions de dollars (30 millions de dollars en 2010), et le montant a été inclus à titre de placements à long terme dans les bilans consolidés.

En raison de l'application de la NOC-18, le bénéfice net et les autres actifs de la Société pour 2011 ont augmenté de 6 millions de dollars (baisse de 1 million de dollars en 2010). Les gains réalisés nets sur les placements détenus par OPGV ont été de 1 million de dollars en 2011 (néant en 2010).

Les gains et les pertes latents bruts sur les placements détenus par OPGV au 31 décembre 2011 s'établissaient respectivement à 15 millions de dollars et 23 millions de dollars. Les gains et les pertes latents bruts sur les placements détenus par OPGV au 31 décembre 2010 s'établissaient respectivement à 11 millions de dollars et 25 millions de dollars.

NOTE 22 RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, des frais de recherche et de développement de 125 millions de dollars (127 millions de dollars en 2010) ont été imputés aux résultats.

NOTE 23 VARIATION NETTE DES SOLDES DU FONDS DE ROULEMENT HORS CAISSE

(en millions de dollars)	2011	2010
Débiteurs	**(190)**	101
Charges payées d'avance	**15**	5
Stocks de combustible	**79**	103
Matières et fournitures	**1**	47
Créditeurs et charges à payer	**58**	(189)
Impôts sur les bénéfices et impôt sur le capital à recouvrer/payer	**10**	(20)
	(27)	47

NOTE 24 PART DES ACTIONNAIRES SANS CONTRÔLE

OPG a conclu une convention de partenariat avec la Première nation de Lac Seul concernant la centrale Lac Seul de 12,5 MW. En juillet 2009, OPG a cédé la propriété de la centrale au partenariat de Lac Seul. OPG détient une participation de 75 % dans la coentreprise, tandis que la Première nation de Lac Seul détient une participation de 25 %.

OPG consolide les résultats du partenariat de Lac Seul et la part des actionnaires sans contrôle représente la participation de 25 % de la Première nation de Lac Seul dans le partenariat.

NOTE 25 RESTRUCTURATION

Des charges de restructuration de 21 millions de dollars ont été comptabilisées en 2011 au titre d'indemnités de départ liées à la décision de fermer deux unités additionnelles alimentées au charbon à la centrale Nanticoke en 2011, conformément au plan énergétique et à la directive sur l'approvisionnement diversifié. Au cours de 2010, des charges de restructuration au titre d'indemnités de départ de 27 millions de dollars avaient été comptabilisées par suite de la fermeture de deux unités alimentées au charbon à chacune des centrales Lambton et Nanticoke. OPG s'est entretenue avec les principales parties prenantes, dont la Society of Energy Professionals et le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique, conformément à leurs conventions collectives respectives.

La variation des passifs au titre de la restructuration liée aux coûts des indemnités de départ au cours de 2011 et 2010 est comme suit :

(en millions de dollars)	
Passif au 1er janvier 2010	–
Charges de restructuration au cours de l'exercice	27
Paiements effectués au cours de l'exercice	(12)
Passif au 31 décembre 2010	15
Charges de restructuration au cours de l'exercice	21
Paiements effectués au cours de l'exercice	(13)
Passif au 31 décembre 2011	**23**

MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION*

JAKE EPP
Président du conseil d'administration

TOM MITCHELL
Président et chef de la direction

ROBERT BOGUSKI
Vice-président principal Services d'affaires et technologie de l'information

BRUCE BOLAND
Vice-président principal Affaires générales

FRANK CHIAROTTO
Vice-président principal Production thermique

CARLO CROZZOLI
Vice-président principal Développement de l'entreprise et chef de la gestion des risques

DONN HANBIDGE
Vice-président principal et chef des finances

BARB KEENAN
Vice-présidente principale Ressources humaines et chef de l'éthique

CATRIONA KING
Vice-présidente et secrétaire générale

JOHN LEE
Vice-président et trésorier

JOHN MURPHY
Vice-président directeur Initiatives stratégiques

WAYNE ROBBINS
Chef du nucléaire

COLLEEN SIDFORD
Vice-présidente et chef des placements

ALBERT SWEETNAM
Vice-président directeur Projets nucléaires

MEG TIMBERG
Vice-présidente principale suppléante Affaires juridiques et chef des contentieux

PIERRE TREMBLAY
Chef des opérations nucléaires

* Au 2 mars 2012

INSTALLATIONS
D'ONTARIO POWER GENERATION

3	2	5	2	65	2	2
centrales nucléaires	centrales nucléaires louées	centrales thermiques	centrales alimentées au gaz en copropriété*	centrales hydroélectriques	turbines éoliennes	projets hydroélectriques en construction**

Au 31 décembre 2011, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 19 051 MW.

* La centrale alimentée au gaz Portlands Energy Centre de 550 MW à Toronto (copropriété d'OPG et de TransCanada Energy Ltd.) et la centrale alimentée au gaz Brighton Beach de 580 MW (copropriété d'OPG et d'ATCO Power Canada Ltd).

** Comprennent deux projets hydroélectriques : 1) le tunnel de Niagara, situé près de Niagara Falls; et 2) le projet Lower Mattagami dans le nord-est de l'Ontario, qui viendra ajouter des unités de production aux centrales existantes de Little Long, Harmon et Kipling en plus de remplacer une quatrième centrale, la centrale de Smokey Falls, par une nouvelle centrale dotée de trois unités au site existant.

« Chaque dollar du bénéfice net gagné est réinvesti ici, en Ontario, dans les infrastructures de production énergétique et contribue au tissu social et au développement économique de la province. J'en suis fier. C'est ce qu'une entreprise publique d'électricité devrait faire. »

TOM MITCHELL
Président et chef de la direction

ONTARIO POWER GENERATION

Ce rapport annuel est également publié en anglais sur notre site Web – *This annual report is also available in English on our website* – www.opg.com.

Veuillez recycler.

Le siège social d'Ontario Power Generation Inc. est situé au
700 University Avenue, Toronto, Ontario M5G 1X6;
Téléphone : 416-592-2555 ou 1-877-592-2555.

Impression et distribution
Services d'entreprise d'OPG

© Ontario Power Generation Inc., 2011.